



# भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण  
EXTRAORDINARY  
भाग I—खण्ड 1

PART I—Section I  
प्राधिकार से प्रकाशित  
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 3]  
No. 3]

नई दिल्ली, शुक्रवार, जनवरी 6, 2006/पीब 16, 1927  
NEW DELHI, FRIDAY, JANUARY 6, 2006/PAUSA 16, 1927

विद्युत मंत्रालय

संकल्प

नई दिल्ली, 6 जनवरी, 2006

सं. 23/2005-आर एण्ड आर (खण्ड-III).— टैरिफ पॉलिसी

1.0 परिचय

1.1 विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 3 को अनुपालन करते हुए 12 फरवरी, 2005 को अधिसूचित की गई राष्ट्रीय विद्युत नीति (एनईपी) के अनुसार केन्द्र सरकार एतद् द्वारा टैरिफ नीति को अधिसूचित करती है।

1.2 10वीं और 11वीं योजना अवधि के दौरान राष्ट्रीय विद्युत नीति में एक लाख मे. वा. से भी अधिक की नयी उत्पादन क्षमता की अभिवृद्धि का लक्ष्य निर्धारित किया गया है जिसमें प्रतिवर्ष विद्युत की 1000 यूनिटों से भी अधिक की प्रति व्यक्ति उपलब्धता हासिल करना है और केवल ऊर्जा और व्यस्ततमकालीन कमी को दूर करना ही नहीं है, बल्कि प्रणाली में 5% को सुरक्षित (स्पिनिंग रिजर्व) भी करना है। विद्युत क्षेत्र को आगामी पांच वर्षों में सभी घरों को बिजली की उपलब्धता को सुगम बनाने हेतु चुनौती का सामना करना है।

1.3 केन्द्र और राज्य सरकार, बजटीय संसाधनों से अपेक्षित धनराशि मुहैया कराने में असमर्थ हैं अतः निवेश पर उपयुक्त रिटर्न मुहैया कराते हुए विद्युत क्षेत्र में पर्याप्त निवेश को आकर्षित करना अनिवार्य है। देश के आर्थिक विकास में तेजी लाने और लोगों के जीवन स्तर में सुधार लाने का लक्ष्य प्राप्त करने हेतु उपभोक्ताओं की विभिन्न श्रेणियों को उचित दर पर बिजली की उपलब्धता को समान रूप से सुनिश्चित कराना आवश्यक है।

1.4 क्षेत्र में पर्याप्त निवेशों को आकर्षित कर जरूरत को संतुलित करते हुए तथा उपभोक्ताओं हेतु उपयोगकर्ता शुल्क (यूजर चार्ज) के औचित्य को सुनिश्चित करना नियामक प्रक्रिया के लिए संकटपूर्ण चुनौती है। विद्युत क्षेत्र का त्वरित विकास और आवश्यक निवेशों को आकर्षित करने की इसकी क्षमता के साथ-साथ पूरे देश में नियामक दृष्टिकोण का विस्तार करना। राज्यों की अधिक संख्या और जटिलताओं पर विचार करते हुए दृष्टिकोण में निरंतरता अत्यंत आवश्यक है।

## 2.0 विधायी स्थिति

2.1 विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 3(1) के जरिए केन्द्र सरकार को टैरिफ नीति निरूपण का अधिकार दिया गया है। अधिनियम की धारा 3 (3) के जरिए केन्द्र सरकार को समय-समय पर विद्युत नीति की समीक्षा करने अथवा टैरिफ नीति को संशोधित करने का अधिकार दिया गया है।

2.2 अधिनियम में यह भी अपेक्षा की गयी है कि केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग और राज्य विद्युत विनियामक आयोग की अधिनियम की धारा 61 के अंतर्गत विनियम निरूपण के साथ-साथ कार्य निष्पादन में टैरिफ नीति से निर्देशित होंगे।

2.3 अधिनियम की धारा 61 में प्रावधान किया गया है कि उत्पादन कंपनियों और पारेषण लाइसेंस धारकों के लिए टैरिफ के निर्धारण हेतु नियामक आयोग, केन्द्रीय आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट सिद्धांतों और कार्य प्रणालियों से निर्देशित होंगे।

2.4 अधिनियम के प्रावधान के अंतर्गत केन्द्र सरकार द्वारा नियामक मंच का गठन किया गया है, जो अन्य बातों के साथ-साथ वितरण के क्षेत्र में नीतिगत निरंतरता बनाए रखने में सहयोग करेगा।

## 3.0 नीति का विकास

राज्य सरकारों और केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के साथ परामर्श करके और केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग की सलाह और विभिन्न पणधारियों (स्टेक होल्डरों) के सुझावों के मद्देनजर टैरिफ नीति को तैयार किया गया है।

## 4.0 नीति के लक्ष्य

टैरिफ नीति के उद्देश्य निम्नानुसार हैं

- (क) उचित दरों पर उभोक्ताओं की विद्युत की उपलब्धता सुनिश्चित करना,
- (ख) क्षेत्र की वित्तीय व्यवहार्यता सुनिश्चित करना और निवेश को आकर्षित करना,
- (ग) नियामक क्षेत्राधिकार में पारदर्शिता व निरंतरता को बढ़ावा देना और रेग्युलेटरी के जोखिम को कम करना।
- (घ) प्रचालन में प्रतिस्पर्धा, दक्षता का संवर्द्धन करना और आपूर्ति की गुणवत्ता में सुधार करना।

## 5.0 टैरिफ के प्रति सामान्य दृष्टिकोण

5.1 विद्युत उद्योग के विभिन्न खंडों में प्रतिस्पर्धा का समावेश करना, विद्युत अधिनियम की मुख्य विशेषताओं में से एक है। प्रतिस्पर्धा से पूंजी लागत में कमी के जरिए तथा प्रचालन में दक्षता उपभोक्ताओं को लाभ होगा। इससे प्रतिस्पर्धात्मक रूप से मूल्य निर्धारण की सुविधा उपलब्ध होगी। केन्द्र सरकार ने दिनांक 19 जनवरी, 2005 की शासकीय अधिसूचना के जरिए मध्यम अथवा

लंबी अवधि के लिए वितरण लाइसेंसधारकों द्वारा विद्युत उपलब्ध कसने हेतु बोली प्रक्रिया पर आधारित टैरिफ के विस्तृत निर्देश पहले ही जारी किए हैं।

वितरण लाइसेंस धारकों द्वारा प्रतिस्पर्धात्मक रूप से विद्युत की सभी भावी आवश्यकताओं को प्राप्त किया जाना चाहिए सिवाय मौजूदा परियोजनाओं का विस्तार करने के मामले में, अथवा जहां पर चिन्हित किए गए विकासकर्ता के रूप में राज्य द्वारा नियंत्रित/स्वामित्व वाली कंपनी हो और जहां पर रेग्युलेटर्स को मानकों पर आधारित, टैरिफ निर्धारण का सहारा लेना पड़ता हो बशर्ते कि इस प्रयोजनार्थ निजी विकासकर्ताओं द्वारा विद्युत उत्पादन क्षमता का विस्तार किया जाना एक समय की अभिवृद्धि तक ही सीमित होगी जो कि विद्यमान क्षमता के 50% से अधिक नहीं होगी।

यहाँ तक कि सार्वजनिक क्षेत्र की परियोजनाओं के संबंध में भी सभी नई विद्युत उत्पादन एवं पारेषण परियोजनाओं की टैरिफ का निर्णय पाँच वर्षों की अवधि के पश्चात अथवा जब विनियामक आयोग इस बात से संतुष्ट हो जाए कि वर्तमान स्थिति इस प्रकार की प्रतिस्पर्धा आरम्भ करने के लिए अनुकूल है के बाद प्रतिस्पर्धात्मक बोली प्रक्रिया के आधार पर किया जाना चाहिए।

5.2 प्रतिस्पर्धा का वास्तविक लाभ केवल उपयुक्त बाजार पर ही उपलब्ध होगा। विद्युत आपूर्ति की कमी को नियंत्रित करने की जरूरत होगी। विभिन्न निष्पादनकर्ता प्रतिस्पर्धा के जरिए सेवा की गुणवत्ता में वृद्धि करेंगे। विद्युत उद्योग को उस स्थिति में लाने हेतु सभी प्रयास किए जाने की जरूरत होगी जिसमें उपभोक्ताओं के समग्र हितों की रक्षा हो। पारेषण और वितरण अर्थात् वायर के व्यवसाय को प्राकृतिक एकाधिकार की विशेषताओं के कारण अंतर्राष्ट्रीय रूप से मान्यता प्राप्त है, जिसमें लागत की संवीक्षा के आधार पर रेगुलेटेड रिटर्न में जटिलताएं अंतर्निहित हैं।

5.3 उत्पादन, पारेषण तथा वितरण के सामान्य पहलुओं के संदर्भ में सेवा नियमन की निष्पादन आधारित लागत हेतु टैरिफ नीति निम्नांकित फ्रेमवर्क प्रस्तुत करती है। ये प्रतिस्पर्धात्मक बोली वाली परियोजना के लिए लागू नहीं होगी जैसा कि पैरा 6.1 और पैरा 7.1(6) में संदर्भित है। क्षेत्रगत पहलुओं पर उत्तरवर्ती खंडों में विचार किया गया है।

#### (क) निवेश पर रिटर्न

रिटर्न की दर को तय करते समय उपभोक्ताओं के हितों और निवेश की जरूरत के मध्य संतुलन की जरूरत है। रिटर्न द्वारा निवेश को आकर्षित करने के लिए यदि विद्युत क्षेत्र को वरीयता प्राप्त हो तो भी उसे अन्य क्षेत्रों के बराबर रखा जाए ताकि विद्युत क्षेत्र पर्याप्त क्षमता का सृजन करने में समर्थ हो सके। रिटर्न दर ऐसी होनी चाहिए जिसमें सेक्टर का विकास करने में उचित सरप्लस उत्पादन की गुंजाइश हो।

केन्द्रीय आयोग समग्र जोखिम और पूंजी की प्रचालित लागत को ध्यान में रखते हुए उत्पादन तथा पारेषण परियोजनाओं के लिए इक्विटी पर रिटर्न दर को समय-समय पर अधिसूचित करेगा, जिसका एसईआरसी द्वारा भी अनुसरण किया जाएगा। पारेषण के लिए सीईआरसी द्वारा अधिसूचित रिटर्न दर को राज्य विद्युत विनियामक आयोगों (एसईआरसी) द्वारा वितरण के लिए उपयुक्त संशोधन के साथ अपनाया जाएगा, ऐसा करते समय जोखिमों को भी ध्यान में रखा जाएगा

। इस मामले में समान दृष्टिकोण हेतु नियामक मंच के माध्यम से आम सहमति बनाना वांछनीय होगा ।

परियोजना की सम्पूर्ण पूँजीगत लागत की अनुमति प्रदान करते समय यथोचित आयोग यह सुनिश्चित करेगा कि ये युक्तिसंगत है और इस लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए विनियामक आयोगों द्वारा पूँजीगत लागत संबंधी अपेक्षित बेंचमार्कों को तैयार किया जाना चाहिए ।

**स्पष्टीकरण-** इक्विटी पर रिटर्न के प्रयोजनार्थ कंपनी के शेयर प्रीमियम खाते में उपलब्ध नकद संसाधनों अथवा विचाराधीन परियोजना की इक्विटी वचनबद्धताओं को वित्तपोषित करने में प्रयुक्त होने वाले उसके आंतरिक संसाधनों से उपलब्ध नकद संसाधनों को इक्विटी समझा जाना चाहिए बशर्ते कि ऐसा नीचे (ख) में शामिल सीमाओं के अध्याधीन हो ।

केंद्रीय आयोग पूँजी पर लाभ के माध्यम से नियंत्रण की वैकल्पिक व्यवस्था अपना सकता है।

केन्द्रीय आयोग इक्विटी पर लाभ दृष्टिकोण या पूँजी पर लाभ दृष्टिकोण जो भी उपभोक्ताओं के हित में बेहतर समझा गया हो को अपना सकती है ।

राज्य आयोग उपयुक्त समय पर वितरण व्यवसाय में रिटर्न के लिए " वितरण मार्जिन " पर विचार कर सकता है । रेग्युलेटर संघ को एक वर्ष के भीतर " वितरण मार्जिन " संबंधी एक व्यापक दृष्टिकोण तैयार करने चाहिए। ऐसा प्रस्ताव तैयार करते समय विचार-विमर्श में अन्य बातों के साथ साथ कुल तकनीकी एवं वाणिज्यिक हानियों में कमी करना, कार्य निष्पादन मानकों में सुधार करना और आपूर्ति लागत में कमी करना जैसे मुद्दों को शामिल किया जायेगा ।

#### (ख) इक्विटी मानदंड

परियोजनाओं के पूँजीगत लागत की वित्त व्यवस्था के लिए 70: 30 के ऋण इक्विटी अनुपात को अपनाया जाना चाहिए । प्रवर्तक, इक्विटी निवेशों की उच्चतर मात्रा प्राप्त करने में स्वतंत्र होंगे । इक्विटी इस मानदंड से अधिक होने पर इसे ब्याज की औसत भारित दर पर और ब्याज दरों की उपयुक्तता सुनिश्चित करने के पश्चात परियोजना के दीर्घावधिक ऋण घटक की औसत भारित गति के लिए और की गई ऋण पुनर्संरचना यदि कोई हो के प्रभाव को ध्यान में रखते हुए अग्रिम ऋण माना जाए । इक्विटी नियामक स्तर से कम होने के मामले में टैरिफ संगणना में इक्विटी पर रिटर्न निर्धारण के लिए वास्तविक इक्विटी को उपयोग में लाया जाएगा ।

**(ग) मूल्यहास**

केन्द्रीय आयोग, उत्पादन और पारेषण परिसम्पत्तियों के ह्रास दरों को अधिसूचित कर सकता है। अधिसूचित की गई ऐसी ह्रास दरें रेग्युलेटर्स के फोरम द्वारा किए गए उचित संशोधन के साथ वितरण के लिए भी लागू की जाएगी।

मूल्यहास की अधिसूचित दरें टैरिफों और लेखांकन के प्रयोजन हेतु भी लागू होंगी।

मूल्यहास के विरुद्ध किसी अग्रिम की जरूरत नहीं होनी चाहिए।

परिसंपत्तियों के मूल्यहास के पश्चात् कम की गई टैरिफ का लाभ उपभोक्ताओं को मिलते रहना चाहिए।

**(घ) ऋण की लागत**

टैरिफ घटाने के मद्देनज़र ऋण की अवधि समेत उसकी संरचना को प्रोत्साहित किया जाना चाहिए। ऋण की अनुवर्ती पुनर्संरचना के कारण लागतों में बचत को विनियामक आयोगों द्वारा उपभोक्ताओं के हितों का ध्यान रखते हुए प्रोत्साहित किया जाना चाहिए।

**(ङ.) विदेशी विनिमय जोखिम प्रबंधन की लागत:**

विदेशी विनिमय की भिन्नता संबंधी जोखिम पास थू नहीं होंगे। विदेशी मुद्राओं में प्राप्त ऋणों के संबंध में विदेशी विनिमय भिन्नताओं को रोकने के लिए यथाचित लागतों की अनुमति होनी चाहिए। यह प्रावधान केवल उन परियोजनाओं के लिए होना चाहिए जहाँ कि टैरिफ का निर्धारण प्रतिस्पर्धात्मक बोली के आधार पर नहीं किया गया है।

**(च) प्रचालन मानदंड**

उपभोक्ताओं के साथ दक्षतापूर्वक प्रचालनों का लाभ शेयर करने हेतु प्रोत्साहन और अप्रोत्साहन को ध्यान में रखते हुए उपयुक्त निष्पादन मानदंड विकसित किए जाने की जरूरत होगी। पैरा 5.3(ज)(2) में उल्लिखित मामलों को छोड़कर टैरिफ में प्रचालन पैरामीटर को केवल "नियामक स्तर" पर होना चाहिए और "नियामक और वास्तविकता के स्तर से कम" का नहीं होना चाहिए। प्रचालन संबंधी बेहतर निष्पादन के लिए इसे प्रोत्साहित किया जाना जरूरी है। मानदंड विगत निष्पादन से जुड़े हुए उत्तरोत्तर दक्षताओं को प्रतिबिंबित करते हुए, ईंधन, बेहतर उपकरणों का संग्रहण, प्रचालनों की प्रकृति, उपभोक्ताओं आदि को दी जाने वाली सेवा के स्तर पर भी प्रौद्योगिकी नवीनता लिए हुए होने चाहिए। सतत् एवं प्रमाणित अक्षमता को नियंत्रित एवं दंडित किया जाना चाहिए।

केन्द्रीय आयोग, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के परामर्श से उत्पादन और पारेषण हेतु समय-समय पर प्रचालनगत मानदंडों को अधिसूचित करेगा। राज्य विद्युत विनियामक आयोग (एसईआरसी) इन मानदंडों को अपनाएगा। उन मामलों में, जहाँ पर पिछले कई वर्षों से मानदंड

अत्यंत कम होने की स्थिति में राज्य विद्युत विनियामक आयोग, उचित रूप से आसान मानदंड निर्धारित कर सकते हैं और केन्द्रीय आयोग द्वारा अधिसूचित किए गए मानदंडों को प्राप्त करने के लिए समय रहते ही तरीका बदल सकते हैं।

वितरण नेटवर्क हेतु प्रचालन के मानदंड का संबंधित राज्य विद्युत विनियामक आयोग द्वारा अधिसूचित किया जाएगा। वितरण हेतु ऐसे मानदंडों का निर्धारण करने में दृष्टिकोणगत समानता के लिए नियामक मंच राज्य विशिष्ट के लिए सही दृष्टिकोण व दिशा-निर्देश तय करें।

### (छ) नवीकरण और आधुनिकीकरण

उच्चतर दक्षता स्तरों के लिए नवीकरण और आधुनिकीकरण (इसमें आवधिक मरम्मत शामिल नहीं होगी) को प्रोत्साहित किए जाने की जरूरत है। मल्टी ईयर टैरिफ फ्रेमवर्क का निर्धारण किया जाए, जिसमें नवीकरण और आधुनिकीकरण के लिए आवश्यक पूंजीगत निवेश शामिल हों, साथ ही जिसमें यथोचित आयोग द्वारा निर्धारित किए जाने वाले विशेष व संशोधित निष्पादन मानकों के संबंध में यूटिलिटीयों एवं लाभार्थियों के बीच दक्षता सुधार के लाभों का आदान-प्रदान करने संबंधी प्रोत्साहन ढांचा भी शामिल हो। पूर्व निर्धारित दक्षता लाभों के लिए अपेक्षित पूंजी लागत और उच्चस्तरीय निष्पादन को बनाए रखने के लिए जरूरी है कि उपयुक्त आयोग इसका मूल्यांकन करे।

### (ज) बहुवर्षीय टैरिफ (एमवाईटी)

1) अधिनियम की धारा 61 के अनुसार टैरिफ निर्धारण के लिए सेवा शर्तों के लिए उपयुक्त आयोग अन्य बातों के साथ-साथ बहुवर्षीय टैरिफ सिद्धांतों से निर्देशित होगा। 01 अप्रैल, 2006 से निर्धारित की जाने वाली किसी टैरिफ के लिए एमवाईटी अपनाए जाने के लिए अधिमानतः 5 वर्ष की नियंत्रण अवधि होनी चाहिए। आंकड़ों संबंधी अनिश्चितता व अन्य व्यावहारिक कारणों से नियामक आयोग द्वारा जरूरी माने जाने पर पारेषण व वितरण के लिए आरंभिक तौर पर तीन वर्ष की नियंत्रण अवधि भी हो सकती है। विश्वसनीय आंकड़ों के अभाव वाले मामलों में उपयुक्त आयोग प्रथम नियंत्रण अवधि के लिए एमवाईटी में अनुमान प्रस्तुत कर सकता है तथा और अधिक विश्वसनीय आंकड़े प्राप्त होने पर नियंत्रण अवधि नये सिरे से शुरू हो सकती है।

2) ऐसे मामले जहां पर संक्रिया पिछले कई वर्षों से मानदंड से काफी कम है वहां पर राजस्व जरूरत निर्धारित करने संबंधी व्यवस्था अपेक्षित स्तर की बजाय "लचीले" स्तर की होनी चाहिए। अपेक्षित निष्पादन मानक प्राप्त करने के लिए उपयुक्त बेंचमार्किंग अध्ययन आयोजित किए जायें। न्यूनतम सेवा संबंधी मानकों को पूरा करने के लिए आवश्यक पूंजीगत व्यय के निमित्त प्रत्येक यूटिलिटी के लिए पृथक से अध्ययनों की जरूरत होगी।

3) एकबार नियंत्रण अवधि की शुरुआत में राजस्व जरूरत तय हो जाने के पश्चात् विनियामक आयोग को विनियामक आयोग को निवेश लागत घटकों के बजाय उत्पादन विनियमन पर ध्यान देना चाहिए। नियंत्रण अवधि की समाप्ति पर निष्पादन की व्यापक समीक्षा की जाए।

4) विगत लागतों के बोझ से भावी उपभोक्ताओं को बचाने के लिए नियंत्रित न की जा सकने वाली लागतों को तेजी से वसूल किया जाना चाहिए। नियंत्रित न की जा सकने वाली

लागतों(सीमित नहीं) में ये शामिल है- ईंधन लागत, मुद्रास्फीति के कारण लागत, कर एवं उपकर, विपरीत प्राकृतिक घटनाओं के मामले में हाइड्रो-थर्मल मिश्रण समेत विद्युत क्रय यूनिट लागतों में भिन्नता ।

5) विनियामक आयोग सूचना देने के बारे में स्पष्ट दिशा-निर्देश व नियम बनाएं । अधिनियम की धारा 62(2) उपयुक्त आयोग को यह अधिकार प्रदान करती है कि वह उत्पादन, पारेषण व टैरिफ निर्धारण के लिए वितरण के बारे में विनिर्दिष्ट पृथक ब्योरो को दर्शाने के लिए लाइसेंसधारकों से कहे ।

### (झ) सीडीएम के अंतर्गत लाभ

ऐसी सभी विद्युत परियोजनाएँ(उत्पादन पारेषण व वितरण) जो संबंधित बेस लाईन की तुलना में ग्रीनहाऊस गैस का अपेक्षाकृत कम उत्सर्जन करती है, के लिए टैरिफ निर्धारित करते समय क्लीन डेवलेपमेंट मैकेनिज्म (सीडीएम) से प्राप्त लाभों को भी इस प्रकार ध्यान में रखा जाना चाहिए ताकि परियोजना विकासकों को पर्याप्त प्रोत्साहन प्रदान किया जा सके ।

5.4 हम जानते हैं कि राज्य सरकारों के साथ विद्युत क्रय और उपयोग पर शुल्क, कर और उपकर लगाने का अधिकार है, अतएव लेवी चयनित आधार पर एवं समान रूप से होने पर प्रतियोगिता और संसाधनों के इष्टतम उपयोग का स्वरूप विकृत हो सकता है ।

कुछ मामलों में विद्युत खपत संबंधी शुल्कों आदि को उत्पादन(यथा कैप्टिव उत्पादन) आदि से जोड़ा जाता है और लगाए गए शुल्कों का स्तर ग्रिड से विद्युत लेने वाले उसी श्रेणी के उपभोक्ताओं पर लगाए जा रहे शुल्क की तुलना में काफी अधिक होता है । इस प्रकार का भेदभाव पक्षपातपूर्ण और अनुपयुक्त है । कैप्टिव उत्पादन को पूर्ण स्वतंत्रता देने का प्रयोजन यह है कि उद्योग विश्वसनीय, गुणवत्तापरक और किफायती विद्युत प्राप्त कर सकें । विशेषतया उपभोक्ता समूह द्वारा स्थापित किए जा सकने वाले कैप्टिव विद्युत संयंत्रों संबंधी प्रावधानों को इस लक्ष्य को ध्यान में रखकर मान्यता दी गई है कि देश भर में लघु एवं मध्यम उद्योगों के विस्तार से तीव्र आर्थिक विकास को गति मिलेगी और बड़े पैमाने पर रोज़गार के अवसर पैदा होंगे ।

उपभोक्ताओं को उचित और प्रतिस्पर्धात्मक कीमतों पर विद्युत उपलब्ध कराने संबंधी लक्ष्य की प्राप्ति हेतु जरूरी है कि ऐसे शुल्कों को उचित स्तर पर रखा जाए ।

5.5 यद्यपि अधिनियम के प्रावधानों के अनुसार वितरण में खुली पहुंच आरम्भ करने की वाह्य सीमा 27-1-2009 है लेकिन फिर भी यह भी वांछनीय होगा कि जिस भी राज्य में परिस्थिति अनुमति प्रदान करती हो वहाँ विनियामक आयोग इस अंतिम सीमा से पूर्व इस प्रकार की खुली पहुंच आरम्भ करेंगे ।

## 6.0 उत्पादन

मांग में अनुमानित वृद्धि को पूरा करने के लिए उत्पादन क्षमता क्षेत्र का त्वरित विकास आवश्यक है। विद्युत बाजारों के कुशल कार्यव्यापार के लिए पर्याप्त उत्पादन भी जरूरी है। साथ ही, उपभोक्ता हितों की रक्षा के लिए नई क्षमता अभिवृद्धि पर अत्यन्त किफायती दरों पर विद्युत का वितरण किया जाए। इन उद्देश्यों की पूर्ति हेतु निम्नांकित उपाय जरूरी हैं।

### 6.1 विद्युत की प्राप्ति

जैसा कि पैरा 5.1 में निर्धारित है, भावी जरूरतों की दृष्टि से विद्युत अर्जन, केंद्र सरकार द्वारा दिनांक 19 जनवरी, 2005 की शासकीय अधिसूचना के तहत जारी दिशा-निर्देशों के आलोक में पारदर्शी प्रतिस्पर्धात्मक बोली प्रक्रिया के जरिए होना चाहिए। इन दिशानिर्देशों में आधारभूत भार जरूरत और व्यस्ततमकालीन भार जरूरतों के लिए पृथक् से विद्युत अर्जन व्यवस्था है। इससे व्यस्ततमकालीन मांग को पूरा करने के लिए उत्पादन क्षमता बढ़ोत्तरी में मदद मिलेगी।

### 6.2 टैरिफ ढांचा और सहबद्ध मामले

(1) मैरिट आर्डर डिस्पैच को सरल बनाने के लिए सभी दीर्घावधिक अनुबंधों के लिए दो प्रकार का टैरिफ ढांचा अपनाया जाना चाहिए। राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार उपलब्धता आधारित टैरिफ (एबीटी) को राज्य स्तर पर अप्रैल, 2006 तक आरंभ किया जाना है। एसईआरसी के निर्णयानुसार इस ढांचे का उत्पादन स्टेशनों (एसईआरसी द्वारा यथा निर्धारित क्षमताओं वाले ग्रिड से जुड़े कैप्टिव संयंत्रों समेत) तक विस्तार किया जाएगा। उपयुक्त आयोग बेहतर भार प्रबंधन के लिए व्यवस्ततम व गैर-व्यस्ततमकालीन घंटों के लिए निर्धारित प्रभार की दो दरें भी तय कर सकता है।

(2) विद्युत खरीद समझौते में उत्पादन कंपनियों के लिए पर्याप्त एवं बैंक ग्राह्य भुगतान सुरक्षा प्रबंध सुनिश्चित किया जाना चाहिए। लैटर ऑफ क्रेडिट, एस्क्रो ऑफ कैश फ्लों आदि जैसी उपलब्ध भुगतान सुरक्षा तंत्र के बावजूद भी लगातार चूक के मामले में उत्पादन कंपनियां दूसरे क्रेताओं को धिक्री कर सकती है।

(3) कोयला आधारित उत्पादन केंद्रों के मामले में कोल वाशरीज़ कोयला हितकारी प्रणाली, शुष्क राख लदान एवं निपटान प्रणाली स्थापना की उपयुक्त लागत भी परियोजना लागत में शामिल होगी।

### 6.3 कैप्टिव उत्पादन को उपयोग में लाना

कैप्टिव उत्पादन प्रतियोगी विद्युत उपलब्ध कराने के लिए एक महत्वपूर्ण साधन है। उपर्युक्त आयोग को ऐसा वातावरण तैयार करना चाहिए जो कैप्टिव विद्युत संयंत्रों को ग्रिड के साथ जोड़ने में प्रोत्साहन प्रदान करे।



ऐसे कैप्टिव संयंत्र उत्पादन कंपनियों पर लागू होने वाले नियम के तहत अधिशेष विद्युत को ग्रिड में प्रवेश करा सकते हैं। अधिनियम की धारा 63 के अंतर्गत केंद्र सरकार द्वारा दिए गए दिशानिर्देशों के आलोक में वितरण लाइसेंसियों द्वारा कैप्टिव संयंत्रों से सुनिश्चित आपूर्ति प्राप्त की जा सकती है।

व्यस्ततम और गैर-व्यस्ततमकीन आपूर्ति के लिए पृथक-पृथक कीमत तय की जानी चाहिए और टैरिफ में वास्तविक स्तर पर उत्पादन की परिवर्तनीय लागत और क्षमता प्रभारों हेतु उचित मुआवजा शामिल किया जाना चाहिए।

वैकल्पिक रूप से प्रीक्वेसी आधारित रियल टाइम मैकेनिज्म प्रयोग में लाया जा सकता है। एबीटी मैकेनिज्म के अंतर्गत ग्रिड को बल प्रदान करने हेतु कैप्टिव जेनरेटर्स को छूट दी जा सकती है।

संबंधित राज्य आयोग प्रभारों को उचित एवं सही ठहराते हुए कार्यान्वयन के लिए व्हीलिंग प्रभार और अन्य सेवा शर्तें जोड़ना निर्धारित करे।

ग्रिड से संबद्ध कैप्टिव-संयंत्र सहमत टैरिफ के आधार पर उपलब्ध पारेषण सुविधाओं के माध्यम से ग्रिड से संबद्ध नॉन-कैप्टिव प्रयोगकर्ताओं को भी विद्युत आपूर्ति कर सकते हैं। विद्युत का ऐसा क्रय खुली पहुंच के लिए उपर्युक्त नियमों के अधीन होगा।

#### 6.4 सह-उत्पादन समेत ऊर्जा उत्पादन के अपारंपरिक स्रोत:

(1) अधिनियम की धारा 86(1) (ड.) के प्रावधानों के अनुसरण में उपयुक्त आयोग क्षेत्र में ऐसे संसाधनों की उपलब्धता और फुटकर टैरिफ पर इसके प्रभाव को ध्यान में रखते हुए ऐसे संसाधनों से ऊर्जा क्रय को न्यूनतम प्रतिशत निर्धारित कर सकता है। ऊर्जा खरीद के लिए ऐसा प्रतिशत अंततः 01 अप्रैल, 2006 तक एसईआरसी द्वारा निर्धारित की जाने वाली टैरिफ पर लागू होगा।

विद्युत कीमत के संदर्भ में अपरंपरागत तकनीकें परंपरागत साधनों के साथ मुकाबला कर सकें इसमें कुछ समय लगेगा। अतः वितरण कंपनियों द्वारा विद्युत का अर्जन उपयुक्त आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ वरीयता के आधार पर किया जाएगा।

(2) भावी जरूरतों के लिए ऐसा अर्जन वितरण लाइसेंसियों द्वारा यथासंभव आपूर्तिकर्ताओं के उसी प्रकार अपारंपरिक ऊर्जा स्रोत प्रस्तावों के तहत अधिनियम के खंड 63 के अंतर्गत प्रतिस्पर्धात्मक बोली प्रक्रिया के जरिए किया जाएगा। दीर्घावधि में इन प्रौद्योगिकियों को लागत के मामले में अन्य स्रोतों के साथ प्रतिस्पर्धा करनी पड़ेगी।

(3) केंद्रीय आयोग को अपारंपरिक साधनों से अनिश्चित विद्युत के मूल्य निर्धारण हेतु तीन महीने के भीतर दिशानिर्देश जारी करना चाहिए। इसका अनुसरण ऐसे मामलों में किया जाएगा जहां पर विद्युत का अर्जन प्रतियोगी बोली के माध्यम से नहीं है।

## 7.0 पारेषण

देश में पारेषण प्रणाली क्षेत्रीय नेटवर्क पर आधारित है, अंतःक्षेत्रीय संबंध के जरिए विद्युत को 5 प्रदेशों और राज्य नेटवर्क में पहुंचाया जाता है। भारत में राष्ट्रीय पारेषण नेटवर्क इस समय विकास की अवस्था में है। राज्य नेटवर्कों का विकास एक समान नहीं रहा है और इन नेटवर्कों में सक्षमता में विस्तार की जरूरत है। ये नेटवर्क अंतःराज्यीय विद्युत प्रवाह और क्षेत्रीय व राष्ट्रीय प्रवाह में भी महत्वपूर्ण भूमिका निभायेंगे। टैरिफ और पारेषण नीति से निम्नांकित उद्देश्यों की पूर्ति होगी-

1. देश में उत्पादन एवं पारेषण संपत्तियों के कुशल उपयोग को प्रोत्साहित करने के लिए पारेषण नेटवर्क का इष्टतम विकास सुनिश्चित करना।
2. पारेषण क्षेत्र में अपेक्षित निवेश आकर्षित करना और पर्याप्त रिटर्न उपलब्ध कराना।

## 7.1 पारेषण कीमत निर्धारण

(1) राज्य के भीतर हस्तांतरण और मध्यवर्ती राज्य में विद्युत पारेषण, जो ऐसे अंतःराज्य पारेषण के आनुषांगिक हो, को मिलाकर अंतःराज्य पारेषण के लिए उपयुक्त पारेषण टैरिफ ढांचा बनाए जाने की जरूरत है ताकि समूचे देश में समी परिसंपत्तियों के प्रभावी उपयोग को प्रोत्साहित किया जा सके और अपेक्षित नई पारेषण क्षमताओं का तीव्र विकास किया जा सके।

(2) राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार कार्यान्वयनाधीन राष्ट्रीय टैरिफ ढांचा दूरी, दिशा और विद्युत प्रवाह परिमाण के प्रति संवेदनशील होना चाहिए। सीईए की सलाह को ध्यान में रखते हुए इसे सीईआरसी द्वारा विकसित किया जाएगा। यह टैरिफ कार्यविधि 01 अप्रैल, 2006 से लागू होगी।

(3) इस ढांचे के अंतर्गत पारेषण प्रभार मेगावाट प्रति सर्किल किलोमीटर आधार, जोनल पोस्टल स्टैम्प आधार अथवा व्यावहारिकता आधार पर निर्धारित किया जा सकता है। इसका प्रयोजन यही है कि पारेषण प्रणाली प्रयोक्ताओं के बीच पारेषण लागत का बंटवारा पारेषण प्रणाली उपयोग के आधार पर हो सके। समग्र टैरिफ ढांचा इस प्रकार होना चाहिए कि वह नियोजित विकास/पारेषण प्रणाली के विस्तार को प्रभावित न करे बल्कि गैर-इष्टतम पारेषण निवेश को हतोत्साहित करे।

(4) एनईपी द्वारा निर्धारित दृष्टिकोण को ध्यान में रखते हुए नेटवर्क विस्तार के लिए लाभार्थियों के साथ पूर्व करार पूर्ण शर्त नहीं होनी चाहिए। सीटीयू/एसटीयू को नेटवर्क का विस्तार स्टैकहोल्डर्स के साथ परामर्श करके और राष्ट्रीय विद्युत योजना के अनुसार आवश्यकता का पता लगाने के पश्चात और उचित नियामक अनुमोदनों के पश्चात् कार्य आरंभ करने के बाद करना चाहिए।

(5) केन्द्रीय आयोग एक वर्ष की अवधि के भीतर पूंजी एवं प्रचालन संबंधी लागत के लिए मानदंड तथा विभिन्न वॉल्टेज स्तरों पर पारेषण लाइनों के लिए प्रचालनात्मक मानक एवं निष्पादन सूचक तैयार करेगा।

(6) सीटीयू/एसटीयू के अलावा पारेषण विकासकर्ता द्वारा निवेश प्रतिस्पर्धात्मक बोली के जरिए आमंत्रित की जाएगी। पारेषण क्षमताओं के विकास के लिए बोली प्रक्रिया हेतु केंद्र सरकार तीन माह के भीतर दिशा-निर्देश जारी करेगी। पाँच वर्षों की अवधि के पश्चात अथवा जब विनियामक

आयोग यह समझे कि अब ऐसी प्रतिस्पर्धा शुरू करने का उचित समय है (जैसा कि पैरा\* 5.1 में वर्णित है,) । सीटीयू/एसटीयू द्वारा विकसित की जाने वाली परियोजनाओं की टैरिफ भी प्रतिस्पर्धात्मक बोली के आधार पर निर्धारित की जाएगी ।

(7) अंतःराज्य पारेषण के लिए प्रस्तावित ढांचे कार्यान्वयन के पश्चात् आगामी दो वर्षों में एसईआरसी द्वारा दूरी, दिशा व प्रवाह परिमाण आदि जैसे कारकों पर भली भांति विचार करते हुए उसी प्रकार का दृष्टिकोण अपनाया जाए ।

(8) प्रस्तावित पारेषण टैरिफ ढांचे की जरूरतों के मुताबिक मीटरिंग को प्राथमिकता आधार पर पूरा किया जाए । मीटरिंग एबीटी जरूरतों के अनुकूल होनी चाहिए, इससे टाइम ऑफ डे टैरिफ का कार्यान्वयन भी आसान होगा ।

## 7.2 पारेषण हानि आबंटन संबंधी दृष्टिकोण

(1) पारेषण प्रणाली संबंधी वोल्टेज स्तर पर समान दूरी एवं दिशागत संवेदनशीलता पर उपयुक्त विचार करने के पश्चात् औसत हानियों के आधार पर सौदे किए जाने चाहिए । अंतःराज्य पारेषण के लिए इस बारे में सीईआरसी द्वारा निर्धारित पद्धति के आधार पर नियामक मंच अंतःराज्य पारेषण के लिए समान दृष्टिकोण विकसित कर सकता है ।

हानिगत ढांचे में यह सुनिश्चित कराया जाए कि हानि की क्षतिपूर्ति जरूरी है और इसे तकनीकी हानिगत बेंचमार्क से जोड़ा जाए । उपयुक्त आयोग सीईए की सलाह पर विचार करते हुए बेंचमार्क तय करे ।

बढ़ती हुई हानियों को ध्यान में रखते हुए हानि की क्षतिपूर्ति के लिए एक प्रणाली बनाना वांछनीय होगा क्योंकि पारेषण क्षमताओं में मौजूदा कमियों को नेटवर्क विस्तार के जरिए पूरा किया जा सकता है ।

(2) उपयुक्त आयोग को नेटवर्क व पारेषण प्रणाली विस्तार के लिए अपेक्षित व्यय तथा प्रणालीगत हानियों को कम करने के लिए प्रणालीगत हानि का एक अनुमत्य स्तर तय करने के लिए आवश्यक अध्ययन कराने जरूरी होंगे । चूंकि एक सत्र के बाद अतिरिक्त भार से हानियां अपेक्षाकृत बढ़ जाती हैं, अतएव भार अतिरेक की स्थिति से बचने के लिए सीटीयू/एसटीयू को पारेषण प्रणालियों के उन्नयन को सुनिश्चित करना चाहिए । पारेषण प्रणाली के उन्नयन के लिए उपयुक्त आयोग को नई परिसंपत्तियों में पर्याप्त पूंजी निवेशों को अनुमति प्रदान करनी चाहिए ।

## 7.3 पारेषण में अन्य बातें

(1) इन संगठनों के लिए 'की परफार्मेंस इंडीकेटर्स(केपीआई) के आसपास सीटीयू तथा एसटीयू हेतु वित्तीय प्रोत्साहन व अप्रोत्साहन लागू किए जाने चाहिए । ऐसे केपीआई में कुशल नेटवर्क निर्माण, प्रणालीगत उपलब्धता व हानि में कमी शामिल है ।

(2) सीटीयू/एसटीयू तथा भार प्रेषण केंद्रों द्वारा प्रयोक्ताओं के साथ सभी उपलब्ध सूचना, विशेषतया उपलब्ध पारेषण क्षमता व भार प्रवाह अध्ययन संबंधी सूचना को शेयर किया जाना चाहिए।

## 8.0 वितरण

कुशल तरीके से तथा उचित दर पर विनिर्दिष्ट मानकों के मुताबिक विश्वसनीय एवं अच्छी बिजली उपलब्ध कराना राष्ट्रीय विद्युत नीति का एक मुख्य उद्देश्य है। राज्य आयोग को सभी उपभोक्ताओं के लिए सेवा की गुणवत्ता, निरंतरता एवं विश्वसनीयता के लिए लाइसेंसियों के निष्पादन-मानक निर्धारित एवं अधिसूचित करने चाहिए। यह आवश्यक है कि विनियामक मंच सेवा मानकों पर मूल ढाँचा निर्धारित करें। यथाशीघ्र सेवा के अपेक्षित स्तर तक पहुंचने के लिए लाइसेंसियों को उपयुक्त ट्रांजिशन संरचना उपलब्ध कराया जा सकता है। उक्त मानकों का पालन नहीं करने पर अधिनियम की धारा 57 के अनुसार लाइसेंसियों पर दंड आरोपित किए जा सकते हैं।

उद्योग के वितरण पक्ष को कुशल बनाना विद्युत क्षेत्र सुधार में तथा विनिर्दिष्ट मानकों के अनुसार सेवा का प्रावधान सफलता की कुंजी है। यह जरूरी है कि नियामक आयोग वितरण लाइसेंसियों की वाणिज्यिक व्यवहार्यता की आवश्यकताओं तथा उपभोक्ता हितों के बीच संतुलन सुनिश्चित करें। हानिकारक यूटिलिटियों को लाभपरक यूटिलिटियों में बदलने से भारत अपनी पूरी विकास संभावना संदोहन में समर्थ बनने के लिए अंतर्राष्ट्रीय मानकों की सेवाएं उपलब्ध कराने हेतु पूंजी बाजारों से आवश्यक संसाधन जुटा सकता है। प्रचालनगत क्षमता को प्रोत्साहित किया जाए। उपभोक्ता और लाइसेंसधारकों, दोनों को इसका लाभ प्राप्त हो सके।

## 8.1 मल्टी ईयर टैरिफ (एमवाईटी) ढांचे का कार्यान्वयन

(1) इससे यूटिलिटियों और उपभोक्ताओं का जोखिम कम होगा, क्षमता में सुधार होगा तथा प्रणालीगत हानियों में कमी आएगी और निवेश आकर्षित होंगे तथा इससे विद्युत खरीद कीमतों और मुद्रास्फीति सूचकांकों के ज्ञात सूचकों में टैरिफ समायोजन को सीमित करके समग्र रूप से उपभोक्ता

टैरिफ के संबंध में व्यापक अनुमान तैयार हो सकेंगे। यह ढांचा सरकारी तथा निजी दोनों यूटिलिटियों पर लागू होगा।

(2) राज्य आयोगों को समग्र एमवाईटी ढांचे के एक भाग के रूप में उपभोक्ताओं के लाभ और हानियों को शेयर करने की कार्यविधि विकसित करनी चाहिए। पहली नियंत्रण अवधि में यूटिलिटियों का प्रोत्साहन प्रतिशत यूटिलिटी द्वारा वहन की गई हानियों की तुलना में अपेक्षाकृत उच्च स्तरों पर यूटिलिटी द्वारा धारित अधिक लाभ प्रतिशत से विषम हो सकता है। निष्पादन में सुधार और हानियों में कमी के लिए यह जरूरी है और दीर्घकाल में टैरिफ में कमी के जरिए इससे उपभोक्ताओं के हितों की रक्षा हो सकेगी।

(3) जैसा कि पैरा 5.3 (ज) में इंगित है। आरंभिक नियंत्रण अवधि में कार्यान्वित किया गया एमवाईटी ढांचा पूरी की जा रही भीटरिंग के परिणामस्वरूप बेसलाइनों में होने वाले परिवर्तनों का समायोजन करने के लिए पर्याप्त रूप से लचीला होना चाहिए।

(4) यदि प्रतिस्पर्धात्मक दशाओं में आवश्यक हो तो लाइसेंसियों के पास राज्य आयोग द्वारा अनुमोदित टैरिफ से कम टैरिफ वसूलने की नम्यता हो सकती है, बशर्ते वे अधिनियम की धारा 62 के अनुसार इसके कारण अतिरिक्त राजस्व की आवश्यकता की पूर्ति के लिए दावा न करें।

(5) नियंत्रण अवधि के आरंभ में जब 'वास्तविक' मूल्य भावी प्रक्षेपणों के लिए आधार तैयार करती हो, अपेक्षित टैरिफ और वर्तमान रूप में लागू टैरिफों के बीच बहुत बड़ा अंतराल हो सकता है। इस अंतराल को टैरिफ शुल्कों और वैकल्पिक साधनों के माध्यम से पूरा किया जाना चाहिए जिसमें अन्य बातों के साथ-साथ वित्तीय पुनर्गठन और संक्रमणकालीन वित्त व्यवस्था शामिल है।

(6) पदधारी लाइसेंसधारियों के पास उस क्षेत्र के लिए पृथक राजस्व आवश्यकताओं और टैरिफ फाइल करने का विकल्प होना चाहिए जहाँ राज्य आयोग ने राष्ट्रीय विद्युत नीति के पैरा 5.4.7 के साथ पठित अधिनियम की धारा 14 के प्रावधानों के अनुसरण में बहुवितरण लाइसेंस जारी किए हैं।

(7) उपयुक्त आयोगों को लाइसेंसधारियों द्वारा समय पर फाइल न किए जाने की स्थिति में अपनी ओर से टैरिफ निर्धारण और नियामक जांच शुरू करनी चाहिए। यह वांछनीय है कि अपेक्षित टैरिफ परिवर्तन प्रत्येक वित्तीय वर्ष के आरंभ की तारीख से प्रभावी हो और फाइलिंग में विलम्ब के कारण होने वाला अंतराल लाइसेंसधारियों के कारण होना चाहिए।

## 8.2 राजस्व आवश्यकताओं और लागतों हेतु ढांचा

### 8.2.1 टैरिफ निर्धारण में निम्नलिखित तथ्यों पर ध्यान दिया जाना आवश्यक है-

- (1) सभी विद्युत क्रय लागतों का वैध समझा जाना आवश्यक है जब तक कि यह स्थापित न कर दिया जाए कि मेरिट आदेश सिद्धांत का उल्लंघन किया गया है और अनुचित दरों पर विद्युत का क्रय किया गया है। सकल तकनीकी एवं वाणिज्यिक (एटीसी) हानियों को उजागर किए जाने की आवश्यकता है, किन्तु 24 घंटे की आपूर्ति के लिए विद्युत क्रय और आवश्यक एवं उचित ओ एंड एम तथा प्रणाली उत्थान हेतु निवेश के लिए अपेक्षित राजस्व को अस्वीकार किए बिना। विशेष रूप से उन उपभोक्ताओं को जो ऐसी टैरिफ का भुगतान करने के लिए तैयार हैं जो वास्तविक लागतों पर आधारित हैं, गुणवत्तापरक विद्युत की चौबीसों घण्टे नियमित आपूर्ति पाने का अधिकार है। एम वाई टी ट्रेजेक्टरी में इंगित टी एंड डी हानियों के नियामक स्तर के अनुसार कुल फुटकर बिक्री का वास्तविक आकलन करना चाहिए ताकि उचित विद्युत खरीद अनुपात अंतर (उदाहरणार्थ, कम बारिश होने की स्थिति में ताप विद्युत उत्पादन से और अधिक ऊर्जा खरीदी जा सकती है) की शर्त पर एस ई आर सी के विनियमों के अनुसार विद्युत खरीद की लागत तथा ईंधन अधिकार समायोजन को अनुमति दी जा सके।

- (2) प्राप्त किए जाने योग्य ट्राजेक्टरी को एमवाईटी ढांचे में लाभ से जोड़कर एटीसी हानि कमी को प्रोत्साहित किया जाना चाहिए। व्यापक पारदर्शिता और उपभोक्ता समुदायों का पालन प्रभावकारी होगा। सरकारी स्वामित्व वाली यूटिलिटियों के संबंध में एटीसी हानि कमी प्राप्त करने के लिए शासन में सुधार करना राज्य विद्युत नियामक आयोगों के लिए एक बहुत ही कठिन कार्य एवं गंभीर चुनौती होगी। पूरी लागतों को सम्मिलित करने का लक्ष्य रखने वाले विभिन्न एटीसी हानि स्तरों से सम्बद्ध आगामी वर्षों में उपभोक्ता टैरिफों के विभिन्न स्तरों के साथ एमवाईटी व्यवस्था चोरी को कम करने के लिए प्रभावी कार्यवाही हेतु अपेक्षित राजनीतिक इच्छा का सृजन कर सकता है क्योंकि इसका विकल्प टैरिफ वृद्धि होगा। विभिन्न क्षेत्रों/मोहल्लों के ऊर्जा लेखा परिणामों की तृतीय पक्ष जांच का इस्तेमाल एटीसी हानि स्तरों हेतु क्षेत्र/मोहल्ला विशेष अधिशुल्क लगाने के लिए किया जा सकता है और बदले में इससे अच्छे शासन के लिए प्रभावी कार्यवाही हेतु स्थानीय सामंजस्य का सृजन हो सकता है। राज्य विद्युत नियामक आयोग हानियों में कमी से सम्बद्ध यूटिलिटियों के स्टाफ के लिए उपयुक्त स्थानीय क्षेत्र आधारित प्रोत्साहक एवं गैर-प्रोत्साहक योजना को भी प्रोत्साहित कर सकते हैं।

एसईआरसी लाइसेंसों के प्रत्येक वितरण सर्किल के संबंध में विभिन्न पैरामीटरों हेतु बेस लाइन आंकड़ों का स्वतंत्र मूल्यांकन करेगा और यह कार्य मार्च, 2007 तक पूरा हो जाना चाहिए।

एसईआरसी लाइसेंसियों द्वारा प्रस्तुत वित्तीय और तकनीकी आंकड़ों की स्वतंत्र जांच की एक प्रणाली भी स्थापित करेगा।

चूंकि मीटरिंग वितरण नेटवर्क उचित स्तर तक पूरी हो चुकी है इसलिए तकनीकी हानियों को मार्च, 2007 से पहले पृथक करना संभव होना चाहिए। तदनुसार, एमवाईटी ढांचे के अंतर्गत तकनीकी हानि कमी को तब वाणिज्यिक हानि कमी से अलग समझा जाना चाहिए जिसके लिए अलग दृष्टिकोण अपेक्षित होता है।

- (3) अधिनियम की धारा 65 प्रावधान करती है कि राज्य आयोग द्वारा निर्धारित किए गए टैरिफ में उपभोक्ताओं को सब्सिडी प्रदान करने के संबंध में राज्य सरकार का कोई निर्देश प्रभावी नहीं होगा यदि राज्य आयोग द्वारा निर्धारित सब्सिडी के कारण भुगतान यूटिलिटियों को नहीं किया जाता है और राज्य आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ इस संबंध में आयोग द्वारा जारी किए गए आदेशों की तारीख से लागू होगा। राज्य आयोगों को यूटिलिटियों की वित्तीय व्यवहार्यता को सुनिश्चित करने के लिए कानून के इस प्रावधान के अनुपालन को सुनिश्चित करना चाहिए। कानून के इस प्रावधान के क्रियान्वयन को सुनिश्चित करने के लिए, राज्य आयोग को राज्य सरकार द्वारा वचनबद्धता पर विचार किए बिना आरंभ में टैरिफ निर्धारण करना चाहिए और उपभोक्ताओं की संबंधित श्रेणियों के लिए राज्य सरकार द्वारा सब्सिडी पर विचार करने के पश्चात् सब्सिडी प्राप्त टैरिफ निर्धारित होगी।

- (4) यूटिलिटियों द्वारा सामना किए जा रहे ट्रांजिशन मामलों जैसे कि बिलों की वसूली में प्रगतिकात्मक सुधार आदि की पर्याप्त रूप से पहचान करते हुए कार्यशील पूंजी की अनुमति

दी जानी चाहिए । संदिग्ध ऋणों को विकसित नीतियों के अनुसार तथा राज्य आयोग के अनुमोदन के अधीन अभिज्ञात किया जाना चाहिए ।

(5) पिछली हानियों और लाभों के पास-थू की अनुमति गैर-नियंत्रणीय कारकों की सीमा तक दी जानी चाहिए । संक्रमणकालीन अवधि के दौरान नियंत्रणीय कारक एमवाईटी ढांचे के अंतर्गत निर्धारित अनुपातों में यूटिलिटियों और उपभोक्ताओं के अनुसार होने चाहिए ।

(6) आकस्मिक कोष राज्य आयोग के विनियमों के माध्यम से विनिर्दिष्ट आकस्मिक दशाओं की स्थिति में ही केवल राज्य आयोग के पूर्व अनुमोदन के साथ बनाए जाने चाहिए । विकासत्मक कोष और टैरिफ एवं लाभांश नियंत्रण कोष बनाने की वर्तमान पद्धतियों को समाप्त किया जाना चाहिए ।

8.2.2 किसी विशेष वर्ष में टैरिफ प्रभाव को सीमित करने के लिए गत समय में नियामक परिसम्पत्ति की सुविधा को कुछ नियामक आयोगों द्वारा अपनाया गया है । यह केवल अपवाद के रूप में ही किया जाना चाहिए और निम्नलिखित दिशानिर्देशों के अधीन होना चाहिए -

क) परिस्थितियों को नियमों के माध्यम से स्पष्ट रूप से परिभाषित किया जाना चाहिए और इसमें केवल प्राकृतिक कारणों या जबरनबंदी की दशाओं को शामिल किया जाना चाहिए । सामान्य शर्तों के रूप में व्यापार के अंतर्गत, पूरा न किए गए अंतराल के आरंभिक शेषों को ट्रांजिक्शन वित्त व्यवस्था अथवा पूंजी पुनर्गठन के माध्यम से पूरा किया जाना चाहिए ।

ख) नियामक परिसम्पत्ति की लागत की अनुमति यूटिलिटियों को दी जानी चाहिए ।

ग) नियामक परिसम्पत्ति की वसूली समयबद्ध होनी चाहिए और अधिकतम तीन वर्ष की अवधि के भीतर होनी चाहिए तथा वरीय रूप से नियंत्रण अवधि के भीतर होनी चाहिए ।

घ) नियामक परिसम्पत्ति की सुविधा के प्रयोग की पुनरावृत्ति नहीं होनी चाहिए ।

ङ.) उन मामलों में जहाँ नियामक परिसम्पत्ति को अपनाने का प्रस्ताव है, यह सुनिश्चित किया जाना चाहिए कि इक्विटी पर रिटर्न किसी वर्ष में अनुचित रूप से कम नहीं होनी चाहिए ताकि लाइसेंसी की ऋण लेने की क्षमता पर प्रतिकूल प्रभाव न पड़े ।

### 8.3 टैरिफ डिजाइन: टैरिफ को सेवा लागत से जोड़ा जाना

यह व्यापक रूप से अभिज्ञात किया गया है कि विद्युत का यौक्तिक एवं आर्थिक मूल्य निर्धारण ऊर्जा संरक्षण और भू-जल संसाधनों के स्थिर प्रयोग हेतु बड़े उपकरणों में से एक हो सकता है ।

अधिनियम की धारा 61 (छ) की शर्तों के अनुसार उपयुक्त आयोग इस उद्देश्य से दिशानिर्देशित होगा कि टैरिफ विद्युत की आपूर्ति लागत को कुशलता एवं दूरदर्शितापूर्ण तरीके से उत्तरोत्तर प्रतिबिंबित करे ।

राज्य सरकारें अधिनियम की धारा 65 के प्रावधानों के अनुसार उपयुक्त मानी गई सीमा तक सब्सिडी दे सकती हैं। प्रत्यक्ष सब्सिडी उपभोक्ताओं की गरीब श्रेणियों को सहायता देने के लिए देश के बाहर टैरिफ को क्रॉस सब्सिडाइज्ड करने की प्रणाली से अधिक अच्छा तरीका है। सब्सिडियों को प्रभावी रूप से और पारदर्शक रूप में लक्षित किया जाना चाहिए। क्रॉस-सब्सिडियों के विकल्प के रूप में, राज्य सरकार के पास विद्युत शुल्क प्रणाली के माध्यम से संसाधन जुटाने और केवल जरूरतमंद उपभोक्ताओं को प्रत्यक्ष सब्सिडियों का लाभ प्रदान करने का एक विकल्प विद्यमान है, सब्सिडी का प्रभावी रूप से लक्ष्य बनाने का यह अच्छा तरीका है।

तदनुसार निम्नलिखित सिद्धांत अपनाए जाएंगे:-

- 1) राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार, गरीबी रेखा से नीचे के उपभोक्ता जो 30 यूनिट प्रतिमाह के विनिर्दिष्ट स्तर से नीचे उपभोग करते हैं, को क्रॉस सब्सिडी के माध्यम से विशेष सहायता प्राप्त हो सकती है। उपभोक्ताओं के ऐसे नामित समूह के लिए टैरिफ आपूर्ति की औसत लागत का कम से कम 50 प्रतिशत होगी। इस प्रावधान की पांच वर्ष के पश्चात् दोबारा जांच की जाएगी।
- 2) विद्युत आपूर्ति की लागत को टैरिफ द्वारा उत्तरोत्तर प्रतिबिंबित करने के लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए, राज्य विद्युत नियामक आयोग सितम्बर, 2005 तक रोड मैप अधिसूचित करेगा जिसका लक्ष्य होगा कि टैरिफ 2010-2011 के अंत तक, आपूर्ति की औसत लागत का +20% हो। क्रॉस सब्सिडी में क्रमिक कमी के दृष्टिकोण के आधार पर रोड मैप मध्यस्थ माइलस्टोन भी होंगे।

उदाहरणार्थ यदि सेवा की औसत लागत वर्ष 2010-2011 के अंत में 3 रुपये प्रति यूनिट है तो उपरोक्त पैरा 1 में संदर्भित श्रेणियों को छोड़कर क्रॉस सब्सिडी वाली श्रेणियों के लिए टैरिफ 2.40 रुपये प्रति यूनिट से कम नहीं होनी चाहिए और कि किसी क्रॉस सब्सिडी वाली श्रेणियों के लिए यह 3.60 रुपये प्रति यूनिट से अधिक नहीं होनी चाहिए।

- 3) कृषि उपयोग हेतु टैरिफ निर्धारित करते समय, संपोषित तरीके से भू-जल संसाधनों के प्रयोग की आवश्यकता के निर्देशों को भी आपूर्ति की औसत लागत के अतिरिक्त ध्यान में रखना होगा। कृषि उपयोग हेतु टैरिफ भू-जल की अत्यधिक हानि को रोकने के लिए भू-जल तालिका की स्थिति के आधार पर राज्य के विभिन्न भागों के लिए विभिन्न स्तरों पर निर्धारित की जा सकती है। अधिनियम की धारा 62 (3) प्रबंध करती है कि किसी क्षेत्र की भौगोलिक स्थिति टैरिफ अंतर के लिए मानदंड हो सकती है। उस क्षेत्र के गरीब किसानों को सहायता देने के लिए सब्सिडी के अधिकतम स्तर का विचार किया जा सकता है जहाँ भूजल स्तरों की देखरेख और सतत भूजल प्रयोग को सुनिश्चित करने के लिए उचित प्रतिबंधों के अधीन सिंचाई उद्देश्यों हेतु विद्युत की बड़ी मात्रा की आवश्यकता होती है।
- 4) उपभोक्ताओं की विभिन्न श्रेणियों के लिए सब्सिडी की सीमा विभिन्न संबंधित पहलुओं को ध्यान में रखते हुए राज्य सरकार द्वारा निर्धारित की जा सकती है। किन्तु निशुल्क विद्युत का प्रावधान वांछनीय नहीं है क्योंकि यह विद्युत के व्यर्थ उपभोग को प्रोत्साहित करता है, इसके अलावा बहुत से मामलों में जल तालिका में कमी होती है जिससे आने वाली पीढ़ियों



के लिए सिंचाई और पीने के पानी की कमी की परिहार्य समस्या पैदा होती है। इससे विद्युत की मांग में तीव्र वृद्धि होने की भी संभावना है जिससे वितरण नेटवर्क पर बल पड़ता है और इस प्रकार विद्युत की आपूर्ति की गुणवत्ता पर प्रतिकूल प्रभाव पड़ता है। अतः यह आवश्यक है कि उचित स्तर पर प्रयोगकर्ता शुल्क लगाएँ जाएँ। विद्युत की सब्सिडी प्राप्त दरों की अनुमति उपभोग के केवल पूर्व-अभिज्ञात स्तर तक ही दी जानी चाहिए जिसके बाद सेवा के की दक्ष लागत प्रदर्शित करने वाली टैरिफ उपभोक्ताओं से लिए जाने चाहिए। यदि राज्य सरकार उपभोक्ताओं की गरीब श्रेणी को विद्युत की लागत का कुछ भाग ही प्रतिपूर्ति के रूप में देना चाहती है तो इस राशि को नकद अथवा किसी अन्य उपयुक्त तरीके से दिया जा सकता है। पूर्व-देय मीटरों के प्रयोग से भी ऐसे उपभोक्ताओं को सब्सिडी का स्थानांतरण सुगम हो सकता है।

- 5) कृषि/ग्रामीण उपभोक्ताओं के संबंध में आपूर्ति की मीटरिंग पंचायत संस्थानों, प्रयोगकर्ता संगठनों, सहकारी समितियों आदि की भागेदारी से फ्रैंचाइजियों के साथ वाणिज्यिक व्यवस्था के माध्यम से ग्रामीण क्षेत्रों में स्थानीय वितरण के प्रबन्धन द्वारा प्रभावी तरीके से तथा उपभोक्ता की सुविधानुसार प्राप्त की जा सकती है। सीमित प्रयोग उपभोक्ताओं, जो सब्सिडी प्राप्त विद्युत के लिए पात्र हैं, के मामलों में मीटरिंग हेतु किफायती विकल्प के रूप में स्वयं बंद होने वाले भार नियंत्रकों(लोड लिमिटर्स) को प्रोत्साहित किया जा सकता है।

#### 8.4 टैरिफ घटकों की परिभाषा और उनको लागू करना

- 1) अलग-अलग स्थायी और परिवर्तनीय शुल्कों तथा समय अंतराल वाले टैरिफ की विशेषता वाले टू-पार्ट टैरिफों को बड़े उपभोक्ताओं (अर्थात् 1 मेगावाट से अधिक की मांग वाले उपभोक्ता) के लिए प्राथमिक रूप से शुरू किया जाएगा। इसे व्यस्ततम मांग को पूरा करने और विभिन्न ऊर्जा संरक्षण उपायों को कार्यान्वित करने में भी मदद मिलेगी।
- 2) राष्ट्रीय विद्युत नीति बताती है कि उत्पादन कंपनियों के साथ हुए विद्यमान पीपीए को उत्तराधिकारी वितरण कंपनियों को उपयुक्त रूप से सौंपे जाने की आवश्यकता होगी। राज्य सरकारें वितरण कंपनियों की विभिन्न लोड प्रोफाइलों को ध्यान में रखते हुए ऐसी व्यवस्था कर सकती है ताकि उपभोक्ताओं की विभिन्न श्रेणियों के लिए राज्य में रिटेल टैरिफ समान रहें। इसके पश्चात् रिटेल टैरिफ प्रतियोगी लागतों पर विद्युत प्राप्त करने, चोरी को नियंत्रित करने और अन्य वितरण हानियों को कम करने में वितरण कंपनियों की संबंधित दक्षता उजागर होगी।
- 3) राज्य आयोग विशेष रूप से उपभोक्ताओं की उन श्रेणियों के लिए मीटरिकृत टैरिफों के आधार पर मीटरिंग और विलिंग को प्रोत्साहित करने के लिए प्रोत्साहन दे सकती है जिनका वर्तमान में काफी हद तक मीटरिंग नहीं होती है। मीटरिंग टैरिफ और प्रोत्साहनों का व्यापक प्रचार किया जाना चाहिए।
- 4) राज्य विद्युत नियामक आयोग वितरण लाइसेंसी द्वारा वसूल किए जाने वाले कनेक्शन प्रभारों को पर्याप्त रूप से नियंत्रित भी कर सकती है ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि दूसरा वितरण लाइसेंसी अनुचित कनेक्शन प्रभारों की मांग करके अतिरिक्त मुनाफे का

सहारा न ले । दूसरे लाइसेंसी का कनेक्शन शुल्क वर्तमान लाइसेंसी द्वारा देय शुल्क से अधिक नहीं होना चाहिए ।

### 8.5 खुली पहुंच के लिए क्रास सब्सिडी अधिभार एवं अतिरिक्त अधिभार

8.5.1 राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार क्रास सब्सिडी अधिभार और खुली पहुंच की अनुमति वाले उपभोक्ताओं से वसूल किया जाने वाला अतिरिक्त अधिभार इतना अधिक नहीं होना चाहिए कि वह प्रतिस्पर्धा को समाप्त कर दे जो कि खुली पहुंच के माध्यम से प्रत्यक्ष रूप से उपभोक्ता के लिए विद्युत उत्पादन व आपूर्ति में विकसित की जानी है ।

उपभोक्ता, जिसे खुली पहुंच की अनुमति प्राप्त है, को उत्पादनकर्ता, पारेषण लाइसेंसधारक, जिसकी पारेषण प्रणालियों, व्हीलिंग प्रभारों के लिए वितरण यूटिलिटी के अलावा क्रास सब्सिडी अधिभार को उपयोग में लाया जाता है, को भुगतान करना होगा । अतः क्रास सब्सिडी अधिभार का परिकलन इस प्रकार से करने की जरूरत है कि वितरण लाइसेंसी की क्षतिपूर्ति की दशा में खुली पहुंच के जरिए प्रतिस्पर्धा में बाधा नहीं आए । उपभोक्ता खुली पहुंच की सुविधा तभी लेगा जब सभी प्रभारों का भुगतान करने पर भी उसे लाभ प्राप्त हो । वितरण लाइसेंसी के हित संरक्षण की स्थिति में यह जरूरी होगा कि अधिनियम के प्रावधानों जिसमें चरणबद्ध ढंग से खुली पहुंच को शुरू करने की अपेक्षा की गई है, को उपभोक्ताओं के व्यापक हित में प्रतिस्पर्धा हेतु उपयोग में लाया जाए ।

तदनुसार, यदि खुली पहुंच की अनुमति प्रदान की जाती है तो धारा 38, 39, 40 के प्रयोजन और धारा 42 की उपधारा 2 के प्रयोजन के लिए सरचार्ज का आंकलन (1) संबंधित श्रेणी के उपभोक्ताओं के लिए लागू टैरिफ और (II) लागू वर्ग के उपभोक्ताओं के लिए विद्युत आपूर्ति किए जाने हेतु विद्युत लाइसेंसधारी की लागत के बीच अंतर के रूप में किया जाएगा । यदि कोई उपभोक्ता खुली पहुंच का विकल्प अपनाता है तो वितरण लाइसेंसधारी मैरिट क्रम में मार्जिन पर विद्युत की खरीद रोक सकता है । तदनुसार, इस प्रयोजनार्थ उपभोक्ताओं के लिए आपूर्ति लागत का आंकलन (क) संबंधित वोल्टता स्तर की औसत हानि प्रतिपूर्ति के लिए समायोजित और एसईआरसी द्वारा अनुमोदित मैरिट क्रम, में तरल ईंधन आधारित उत्पादन को छोड़कर, मार्जिन पर शीर्षतम 5% विद्युत की खरीद लागत का भारित औसत (स्थिर व परिवर्तनशील प्रभार समेत) और (ख) अंतराज्यीय पारेषण प्रभारों के लिए यथा निर्दिष्ट सिद्धांतों पर निर्धारित वितरण प्रभार आदि के कुल योग के रूप में किया जा सकता है ।

### सरचार्ज फार्मूला

$$S = T - [C(1 + L/100) + D]$$

जिसमें

S - सरचार्ज

T- उपभोक्ताओं की संबंधित श्रेणी द्वारा देय टैरिफ

C- तरल ईंधन आधारित उत्पादन और अक्षय ऊर्जा को छोड़कर मार्जिन पर शीर्षतम 5% विद्युत खरीद की भारित औसत लागत

D- व्हीलिंग प्रभार

L- लागू वोल्टता स्तर हेतु प्रणालीगत हानियां जो प्रतिशत के रूप में व्यक्त हैं ।

क्रॉस सब्सिडी सरचार्ज को उत्तरोत्तर कम किया जाना चाहिए और जहां तक संभव हो लाइनियर रेट पर वर्ष 2010-11 तक अधिकतम इसके आरंभिक स्तर के 20% तक ।

8.5.2. विद्युत अधिनियम 1948(अब निरस्त) की धारा 43(ए)(1)(सी) के अंतर्गत सक्षम सरकार की सहमति के साथ विद्युत उत्पादन कंपनियों द्वारा बेची जा रही विद्युत पर और भारतीय विद्युत अधिनियम, 1910(अब निरस्त) की धारा 27 के अंतर्गत राज्य सरकार की अनुमति के आधार पर जब तक कि यह अनुमति वैध है, वितरण लाइसेंसी द्वारा आपूर्ति की जा रही विद्युत पर किसी प्रभार का भुगतान करना अपेक्षित नहीं होगा ।

8.5.3. अधिभार वितरण लाइसेंसी, पारेषण लाइसेंसी, एसटीयू या सीटीयू किसी के द्वारा एकत्रित किया जा सकता । इस आधार पर कि विद्युत प्राप्त करने के लिए किसकी सुविधाएं उपयोग में लाई जा रही है । सभी मामलों में किसी विशेष उपभोक्ता से एकत्रित राशियां उस वितरण लाइसेंसी को दी जानी चाहिए जिसके क्षेत्र में उपभोक्ता स्थित है । एक ही क्षेत्र में आपूर्ति कर रहे दो लाइसेंसधारियों के मामले में उस लाइसेंसधारी को एकत्रित की गई राशियां दी जाएंगी जिससे उपभोक्ता आपूर्ति का लाभ उठा रहा है ।

8.5.4. अधिनियम की धारा 42(4) के अनुसार आपूर्ति के उत्तरदायित्व हेतु अतिरिक्त प्रभार केवल तभी लागू होना चाहिए जब अंतिम रूप से यह दर्शा दिया जाए कि विद्युत क्रय प्रतिबद्धताओं के संदर्भ में लाइसेंसी का उत्तरदायित्व समाप्त हो गया है या हो रहा है या ऐसे कशर के परिणामस्वरूप निर्धारित की गई लागतों को वहन करने की अपरिहार्य देयताएं और स्थिति मौजूद हैं । नेटवर्क परिसम्पत्तियों से संबंधित निर्धारित लागतों को व्हीलिंग प्रभारों के माध्यम से वसूल किया जाएगा ।

8.5.5. व्हीलिंग प्रभार अंतःराज्यीय पारेषण प्रभारों के लिए निर्धारित किए गए सिद्धांतों के आधार पर निर्धारित किए जाने चाहिए और इसके अलावा इसमें संबंधित वोल्टेज स्तर का औसतन हानि मुआवजा शामिल होगा ।

8.5.6. खुली पहुंच वाले उपभोक्ता को जनरेटर आपूर्ति बंद होने के मामले में लाइसेंसी द्वारा उस उपभोक्ता श्रेणी के लिए उसे अस्थाई कनेक्शन देकर टैरिफ के भुगतान पर आरक्षित व्यवस्था की जानी चाहिए जैसा कि उपयुक्त आयोग द्वारा निर्धारित किया गया है ।

**9.0 व्यापार मार्जिन**

अधिनियम में यह व्यवस्था है कि उपयुक्त आयोग जरूरत होने पर व्यापार मार्जिन तय करे। यद्यपि बाजार को प्रतिस्पर्धात्मक बनाने के लिए बिजली क्षेत्र में व्यापार को प्रोत्साहित करने की जरूरत है तो भी उपयुक्त आयोग लगातार व्यापार लेने देने की निगरानी करे और यह सुनिश्चित करे कि बिजली के व्यापारी बिजली कमी की स्थिति में ज्यादा से ज्यादा मुनाफा कमाने की मुहिम में शामिल न हों। इस उद्देश्य की पूर्ति हेतु व्यापार मार्जिन का निर्धारण जरूरी है।

उ.ना.पंजियार, अपर सचिव

**MINISTRY OF POWER  
RESOLUTION**

New Delhi, the 6th January, 2006

No. 23/2/2005-R&R(Vol. III).—

**TARIFF POLICY**

**1.0 INTRODUCTION**

- 1.1. In compliance with section 3 of the Electricity Act 2003 the Central Government hereby notifies the Tariff policy in continuation of the National Electricity Policy (NEP) notified on 12<sup>th</sup> February 2005.
- 1.2. The National Electricity Policy has set the goal of adding new generation capacity of more than one lakh MW during the 10<sup>th</sup> and 11<sup>th</sup> Plan periods to have per capita availability of over 1000 units of electricity per year and to not only eliminate energy and peaking shortages but to also have a spinning reserve of 5% in the system. Development of the power sector has also to meet the challenge of providing access for electricity to all households in next five years.
- 1.3. It is therefore essential to attract adequate investments in the power sector by providing appropriate return on investment as budgetary resources of the Central and State Governments are incapable of providing the requisite funds. It is equally necessary to ensure availability of electricity to different categories of consumers at reasonable rates for achieving the objectives of rapid economic development of the country and improvement in the living standards of the people.
- 1.4. Balancing the requirement of attracting adequate investments to the sector and that of ensuring reasonability of user charges for the consumers is the critical challenge for the regulatory process. Accelerated development of the power sector and its ability to attract necessary investments calls for, inter alia, consistent regulatory approach across the country. Consistency in

approach becomes all the more necessary considering the large number of States and the diversities involved.

## **2.0 LEGAL POSITION**

- 2.1 Section 3 (1) of the Electricity Act 2003 empowers the Central Government to formulate the tariff policy. Section 3 (3) of the Act enables the Central Government to review or revise the tariff policy from time to time.
- 2.2 The Act also requires that the Central Electricity Regulatory Commission (CERC) and State Electricity Regulatory Commissions (SERCs) shall be guided by the tariff policy in discharging their functions including framing the regulations under section 61 of the Act.
- 2.3 Section 61 of the Act provides that Regulatory Commissions shall be guided by the principles and methodologies specified by the Central Commission for determination of tariff applicable to generating companies and transmission licensees.
- 2.4 The Forum of Regulators has been constituted by the Central Government under the provisions of the Act which would, inter alia, facilitate consistency in approach specially in the area of distribution.

## **3.0 EVOLUTION OF THE POLICY**

The tariff policy has been evolved in consultation with the State Governments and the Central Electricity Authority (CEA) and keeping in view the advice of the Central Electricity Regulatory Commission and suggestions of various stakeholders.

## **4.0 OBJECTIVES OF THE POLICY**

The objectives of this tariff policy are to:

- (a) Ensure availability of electricity to consumers at reasonable and competitive rates;
- (b) Ensure financial viability of the sector and attract investments;
- (c) Promote transparency, consistency and predictability in regulatory approaches across jurisdictions and minimise perceptions of regulatory risks;
- (d) Promote competition, efficiency in operations and improvement in quality of supply.

## **5.0 GENERAL APPROACH TO TARIFF**

- 5.1 Introducing competition in different segments of the electricity industry is one of the key features of the Electricity Act, 2003. Competition will lead

to significant benefits to consumers through reduction in capital costs and also efficiency of operations. It will also facilitate the price to be determined competitively. The Central Government has already issued detailed guidelines for tariff based bidding process for procurement of electricity by distribution licensees for medium or long-term period vide gazette notification dated 19<sup>th</sup> January, 2005.

All future requirement of power should be procured competitively by distribution licensees except in cases of expansion of existing projects or where there is a State controlled/owned company as an identified developer and where regulators will need to resort to tariff determination based on norms provided that expansion of generating capacity by private developers for this purpose would be restricted to one time addition of not more than 50% of the existing capacity.

Even for the Public Sector projects, tariff of all new generation and transmission projects should be decided on the basis of competitive bidding after a period of five years or when the Regulatory Commission is satisfied that the situation is ripe to introduce such competition.

5.2 The real benefits of competition would be available only with the emergence of appropriate market conditions. Shortages of power supply will need to be overcome. Multiple players will enhance the quality of service through competition. All efforts will need to be made to bring power industry to this situation as early as possible in the overall interests of consumers. Transmission and distribution, i.e. the wires business is internationally recognized as having the characteristics of a natural monopoly where there are inherent difficulties in going beyond regulated returns on the basis of scrutiny of costs.

5.3 Tariff policy lays down following framework for performance based cost of service regulation in respect of aspects common to generation, transmission as well as distribution. These shall not apply to competitively bid projects as referred to in para 6.1 and para 7.1 (6). Sector specific aspects are dealt with in subsequent sections.

**a) Return on Investment**

Balance needs to be maintained between the interests of consumers and the need for investments while laying down rate of return. Return should attract investments at par with, if not in preference to, other sectors so that the electricity sector is able to create adequate capacity. The rate of return should be such that it allows generation of reasonable surplus for growth of the sector.

The Central Commission would notify, from time to time, the rate of return on equity for generation and transmission projects keeping in view the assessment of overall risk and the prevalent cost of capital which shall be followed by the SERCs also. The rate of return notified by CERC for transmission may be adopted by the State Electricity Regulatory Commissions (SERCs) for distribution with appropriate modification taking into view the higher risks involved. For uniform approach in this matter, it would be desirable to arrive at a consensus through the Forum of Regulators.

While allowing the total capital cost of the project, the Appropriate Commission would ensure that these are reasonable and to achieve this objective, requisite benchmarks on capital costs should be evolved by the Regulatory Commissions.

Explanation: For the purposes of return on equity, any cash resources available to the company from its share premium account or from its internal resources that are used to fund the equity commitments of the project under consideration should be treated as equity subject to limitations contained in (b) below.

The Central Commission may adopt the alternative approach of regulating through return on capital.

The Central Commission may adopt either Return on Equity approach or Return on Capital approach whichever is considered better in the interest of the consumers.

The State Commission may consider 'distribution margin' as basis for allowing returns in distribution business at an appropriate time. The Forum of Regulators should evolve a comprehensive approach on "distribution margin" within one year. The considerations while preparing such an approach would, inter-alia, include issues such as reduction in Aggregate Technical and Commercial losses, improving the standards of performance and reduction in cost of supply.

#### **b) Equity Norms**

For financing of future capital cost of projects, a Debt : Equity ratio of 70:30 should be adopted. Promoters would be free to have higher quantum of equity investments. The equity in excess of this norm should be treated as loans advanced at the weighted average rate of interest and for a weighted average tenor of the long term debt component of the project after ascertaining the reasonableness of the interest rates and taking into account the effect of debt restructuring done, if any. In case of equity below the normative level, the actual equity would be used for determination of Return on Equity in tariff computations.

**c) Depreciation**

The Central Commission may notify the rates of depreciation in respect of generation and transmission assets. The depreciation rates so notified would also be applicable for distribution with appropriate modification as may be evolved by the Forum of Regulators.

The rates of depreciation so notified would be applicable for the purpose of tariffs as well as accounting.

There should be no need for any advance against depreciation.

Benefit of reduced tariff after the assets have been fully depreciated should remain available to the consumers.

**d) Cost of Debt**

Structuring of debt, including its tenure, with a view to reducing the tariff should be encouraged. Savings in costs on account of subsequent restructuring of debt should be suitably incentivised by the Regulatory Commissions keeping in view the interests of the consumers.

**e) Cost of Management of Foreign Exchange Risk**

Foreign exchange variation risk shall not be a pass through. Appropriate costs of hedging and swapping to take care of foreign exchange variations should be allowed for debt obtained in foreign currencies. This provision would be relevant only for the projects where tariff has not been determined on the basis of competitive bids.

**f) Operating Norms**

Suitable performance norms of operations together with incentives and disincentives would need be evolved along with appropriate arrangement for sharing the gains of efficient operations with the consumers. Except for the cases referred to in para 5.3 (h)(2), the operating parameters in tariffs should be at "normative levels" only and not at "lower of normative and actuals". This is essential to encourage better operating performance. The norms should be efficient, relatable to past performance, capable of achievement and progressively reflecting increased efficiencies and may also take into consideration the latest technological advancements, fuel, vintage of



equipments, nature of operations, level of service to be provided to consumers etc. Continued and proven inefficiency must be controlled and penalized.

The Central Commission would, in consultation with the Central Electricity Authority, notify operating norms from time to time for generation and transmission. The SERC would adopt these norms. In cases where operations have been much below the norms for many previous years, the SERCs may fix relaxed norms suitably and draw a transition path over the time for achieving the norms notified by the Central Commission.

Operating norms for distribution networks would be notified by the concerned SERCs. For uniformity of approach in determining such norms for distribution, the Forum of Regulators should evolve the approach including the guidelines for treatment of state specific distinctive features.

**g) Renovation and Modernisation**

Renovation and modernization (it shall not include periodic overhauls) for higher efficiency levels needs to be encouraged. A multi-year tariff (MYT) framework may be prescribed which should also cover capital investments necessary for renovation and modernization and an incentive framework to share the benefits of efficiency improvement between the utilities and the beneficiaries with reference to revised and specific performance norms to be fixed by the Appropriate Commission. Appropriate capital costs required for pre-determined efficiency gains and/or for sustenance of high level performance would need to be assessed by the Appropriate Commission.

**(h) Multi Year Tariff**

- 1) Section 61 of the Act states that the Appropriate Commission, for determining the terms and conditions for the determination of tariff, shall be guided inter-alia, by multi-year tariff principles. The MYT framework is to be adopted for any tariffs to be determined from April 1, 2006. The framework should feature a five-year control period. The initial control period may however be of 3 year duration for transmission and distribution if deemed necessary by the Regulatory Commission on account of data uncertainties and other practical considerations. In cases of lack of reliable data, the Appropriate Commission may state assumptions in MYT for first control period and a fresh control period may be started as and when more reliable data becomes available.
- 2) In cases where operations have been much below the norms for many previous years the initial starting point in determining the revenue requirement and the improvement trajectories should be recognized at "relaxed" levels and not the "desired" levels. Suitable benchmarking studies may be conducted to establish

the “desired” performance standards. Separate studies may be required for each utility to assess the capital expenditure necessary to meet the minimum service standards.

- 3) Once the revenue requirements are established at the beginning of the control period, the Regulatory Commission should focus on regulation of outputs and not the input cost elements. At the end of the control period, a comprehensive review of performance may be undertaken.
- 4) Uncontrollable costs should be recovered speedily to ensure that future consumers are not burdened with past costs. Uncontrollable costs would include (but not limited to) fuel costs, costs on account of inflation, taxes and cess, variations in power purchase unit costs including on account of hydro-thermal mix in case of adverse natural events.
- 5) Clear guidelines and regulations on information disclosure may be developed by the Regulatory Commissions. Section 62 (2) of the Act empowers the Appropriate Commission to require licensees to furnish separate details, as may be specified in respect of generation, transmission and distribution for determination of tariff.

(i) **Benefits under CDM**

Tariff fixation for all electricity projects (generation, transmission and distribution) that result in lower Green House Gas (GHG) emissions than the relevant base line should take into account the benefits obtained from the Clean Development Mechanism (CDM) into consideration, in a manner so as to provide adequate incentive to the project developers.

5.4 While it is recognized that the State Governments have the right to impose duties, taxes, cess on sale or consumption of electricity, these could potentially distort competition and optimal use of resources especially if such levies are used selectively and on a non- uniform basis.

In some cases, the duties etc. on consumption of electricity is linked to sources of generation (like captive generation) and the level of duties levied is much higher as compared to that being levied on the same category of consumers who draw power from grid. Such a distinction is invidious and inappropriate. The sole purpose of freely allowing captive generation is to enable industries to access reliable, quality and cost effective power. Particularly, the provisions relating to captive power plants which can be set up by group of consumers has been brought in recognition of the fact that efficient expansion of small and medium industries across the country will lead to faster economic growth and creation of larger employment opportunities.

For realizing the goal of making available electricity to consumers at reasonable and competitive prices, it is necessary that such duties are kept at reasonable level.

5.5 Though, as per the provisions of the Act, the outer limit to introduce open access in distribution is 27.1.2009, it would be desirable that, in whichever states the situation so permits, the Regulatory Commissions introduce such open access earlier than this deadline.

## **6.0 GENERATION**

Accelerated growth of the generation capacity sector is essential to meet the estimated growth in demand. Adequacy of generation is also essential for efficient functioning of power markets. At the same time, it is to be ensured that new capacity addition should deliver electricity at most efficient rates to protect the interests of consumers. This policy stipulates the following for meeting these objectives.

### **6.1 Procurement of power**

As stipulated in para 5.1, power procurement for future requirements should be through a transparent competitive bidding mechanism using the guidelines issued by the Central Government vide gazette notification dated 19<sup>th</sup> January, 2005. These guidelines provide for procurement of electricity separately for base load requirements and for peak load requirements. This would facilitate setting up of generation capacities specifically for meeting peak.

### **6.2 Tariff structuring and associated issues**

(1) A two-part tariff structure should be adopted for all long term contracts to facilitate Merit Order dispatch. According to National Electricity Policy, the Availability Based Tariff (ABT) is to be introduced at State level by April 2006. This framework would be extended to generating stations (including grid connected captive plants of capacities as determined by the SERC). The Appropriate Commission may also introduce differential rates of fixed charges for peak and off peak hours for better management of load.

(2) Power Purchase Agreement should ensure adequate and bankable payment security arrangements to the Generating companies. In case of persisting default in spite of the available payment security mechanisms like letter of credit, escrow of cash flows etc. the generating companies may sell to other buyers.

- (3) In case of coal based generating stations, the cost of project will also include reasonable cost of setting up coal washeries, coal beneficiation system and dry ash handling & disposal system.

### **6.3 Harnessing captive generation**

Captive generation is an important means to making competitive power available. Appropriate Commission should create an enabling environment that encourages captive power plants to be connected to the grid.

Such captive plants could inject surplus power into the grid subject to the same regulation as applicable to generating companies. Firm supplies may be bought from captive plants by distribution licensees using the guidelines issued by the Central Government under section 63 of the Act.

The prices should be differentiated for peak and off-peak supply and the tariff should include variable cost of generation at actual levels and reasonable compensation for capacity charges.

Alternatively, a frequency based real time mechanism can be used and the captive generators can be allowed to inject into the grid under the ABT mechanism.

Wheeling charges and other terms and conditions for implementation should be determined in advance by the respective State Commission, duly ensuring that the charges are reasonable and fair.

Grid connected captive plants could also supply power to non-captive users connected to the grid through available transmission facilities based on negotiated tariffs. Such sale of electricity would be subject to relevant regulations for open access.

### **6.4 Non-conventional sources of energy generation including Co-generation:**

- (1) Pursuant to provisions of section 86(1)(e) of the Act, the Appropriate Commission shall fix a minimum percentage for purchase of energy from such sources taking into account availability of such resources in the region and its impact on retail tariffs. Such percentage for purchase of energy should be made applicable for the tariffs to be determined by the SERCs latest by April 1, 2006.

It will take some time before non-conventional technologies can compete with conventional sources in terms of cost of electricity. Therefore, procurement by distribution companies shall be done at preferential tariffs determined by the Appropriate Commission.

- (2) Such procurement by Distribution Licensees for future requirements shall be done, as far as possible, through competitive bidding process under Section 63 of the Act within suppliers offering energy from same type of non-conventional sources. In the long-term, these technologies would need to compete with other sources in terms of full costs.
- (3) The Central Commission should lay down guidelines within three months for pricing non-firm power, especially from non-conventional sources, to be followed in cases where such procurement is not through competitive bidding.

## 7.0 TRANSMISSION

*The transmission system in the country consists of the regional networks, the inter-regional connections that carry electricity across the five regions, and the State networks. The national transmission network in India is presently under development. Development of the State networks has not been uniform and capacity in such networks needs to be augmented. These networks will play an important role in intra-State power flows and also in the regional and national flows. The tariff policy, insofar as transmission is concerned, seeks to achieve the following objectives:*

1. Ensuring optimal development of the transmission network to promote efficient utilization of generation and transmission assets in the country;
2. Attracting the required investments in the transmission sector and providing adequate returns.

### 7.1 Transmission pricing

(1) A suitable transmission tariff framework for all inter-State transmission, including transmission of electricity across the territory of an intervening State as well as conveyance within the State which is incidental to such inter-state transmission, needs to be implemented with the objective of promoting effective utilization of all assets across the country and accelerated development of new transmission capacities that are required.

(2) The National Electricity Policy mandates that the national tariff framework implemented should be sensitive to distance, direction and related to quantum of power flow. This would be developed by CERC taking into consideration the advice of the CEA. Such tariff mechanism should be implemented by 1<sup>st</sup> April 2006.

(3) Transmission charges, under this framework, can be determined on MW per circuit kilometer basis, zonal postage stamp basis, or some other pragmatic variant, the ultimate objective being to get the transmission system users to share the total transmission cost in proportion to their respective utilization of the

transmission system. The overall tariff framework should be such as not to inhibit planned development/augmentation of the transmission system, but should discourage non-optimal transmission investment.

- (4) In view of the approach laid down by the NEP, prior agreement with the beneficiaries would not be a pre-condition for network expansion. CTU/STU should undertake network expansion after identifying the requirements in consonance with the National Electricity Plan and in consultation with stakeholders, and taking up the execution after due regulatory approvals.
- (5) The Central Commission would establish, within a period of one year, norms for capital and operating costs, operating standards and performance indicators for transmission lines at different voltage levels. Appropriate baseline studies may be commissioned to arrive at these norms.
- (6) Investment by transmission developer other than CTU/STU would be invited through competitive bids. The Central Government will issue guidelines in three months for bidding process for developing transmission capacities. The tariff of the projects to be developed by CTU/STU after the period of five years or when the Regulatory Commission is satisfied that the situation is right to introduce such competition (as referred to in para 5.1) would also be determined on the basis of competitive bidding.
- (7) After the implementation of the proposed framework for the inter-State transmission, a similar approach should be implemented by SERCs in next two years for the intra-State transmission, duly considering factors like voltage, distance, direction and quantum of flow.
- (8) Metering compatible with the requirements of the proposed transmission tariff framework should be established on priority basis. The metering should be compatible with ABT requirements, which would also facilitate implementation of Time of Day (ToD) tariffs.

## **7.2 Approach to transmission loss allocation**

- (1) Transactions should be charged on the basis of average losses arrived at after appropriately considering the distance and directional sensitivity, as applicable to relevant voltage level, on the transmission system. Based on the methodology laid down by the CERC in this regard for inter-state transmission, the Forum of Regulators may evolve a similar approach for intra-state transmission.

The loss framework should ensure that the loss compensation is reasonable and linked to applicable technical loss benchmarks. The benchmarks may be determined by the Appropriate Commission after considering advice of CEA.

It would be desirable to move to a system of loss compensation based on incremental losses as present deficiencies in transmission capacities are overcome through network expansion.

- (2) The Appropriate Commission may require necessary studies to be conducted to establish the allowable level of system loss for the network configuration, and the capital expenditure required to augment the transmission system and reduce system losses. Since additional flows above a level of line loading leads to significantly higher losses, CTU/STU should ensure upgrading of transmission systems to avoid the situations of overloading. The Appropriate Commission should permit adequate capital investments in new assets for upgrading the transmission system.

### **7.3 Other issues in transmission**

- (1) Financial incentives and disincentives should be implemented for the CTU and the STU around the key performance indicators (KPI) for these organisations. Such KPIs would include efficient network construction, system availability and loss reduction.
- (2) All available information should be shared with intending users by the CTU/STU and the load dispatch centers, particularly information on available transmission capacity and load flow studies.

## **8.0 DISTRIBUTION**

Supply of reliable and quality power of specified standards in an efficient manner and at reasonable rates is one of the main objectives of the National Electricity Policy. The State Commission should determine and notify the standards of performance of licensees with respect to quality, continuity and reliability of service for all consumers. It is desirable that the Forum of Regulators determines the basic framework on service standards. A suitable transition framework could be provided for the licensees to reach the desired levels of service as quickly as possible. Penalties may be imposed on licensees in accordance with section 57 of the Act for failure to meet the standards.

Making the distribution segment of the industry efficient and solvent is the key to success of power sector reforms and provision of services of specified standards. Therefore, the Regulatory Commissions need to strike the right balance between the requirements of the commercial viability of distribution licensees and consumer interests. Loss making utilities need to be transformed into profitable ventures which can raise necessary resources from the capital markets to provide services of international standards to enable India to achieve its full growth potential.

Efficiency in operations should be encouraged. Gains of efficient operations with reference to normative parameters should be appropriately shared between consumers and licensees.

### **8.1 Implementation of Multi-Year Tariff (MYT) framework**

- 1) This would minimise risks for utilities and consumers, promote efficiency and appropriate reduction of system losses and attract investments and would also bring greater predictability to consumer tariffs on the whole by restricting tariff adjustments to known indicators on power purchase prices and inflation indices. The framework should be applied for both public and private utilities.
- 2) The State Commissions should introduce mechanisms for sharing of excess profits and losses with the consumers as part of the overall MYT framework. In the first control period the incentives for the utilities may be asymmetric with the percentage of the excess profits being retained by the utility set at higher levels than the percentage of losses to be borne by the utility. This is necessary to accelerate performance improvement and reduction in losses and will be in the long term interest of consumers by way of lower tariffs.
- 3) As indicated in para 5.3 (h), the MYT framework implemented in the initial control period should have adequate flexibility to accommodate changes in the baselines consequent to metering being completed.
- 4) Licensees may have the flexibility of charging lower tariffs than approved by the State Commission if competitive conditions require so without having a claim on additional revenue requirement on this account in accordance with Section 62 of the Act.
- 5) At the beginning of the control period when the "actual" costs form the basis for future projections, there may be a large uncovered gap between required tariffs and the tariffs that are presently applicable. The gap should be fully met through tariff charges and through alternative means that could inter-alia include financial restructuring and transition financing.
- 6) Incumbent licensees should have the option of filing for separate revenue requirements and tariffs for an area where the State Commission has issued multiple distribution licenses, pursuant to the provisions of Section 14 of the Act read with para 5.4.7 of the National Electricity Policy.



- 7) Appropriate Commissions should initiate tariff determination and regulatory scrutiny on a suo moto basis in case the licensee does not initiate filings in time. It is desirable that requisite tariff changes come into effect from the date of commencement of each financial year and any gap on account of delay in filing should be on account of licensee.

## 8.2 Framework for revenue requirements and costs

### 8.2.1 The following aspects would need to be considered in determining tariffs:

- (1) All power purchase costs need to be considered legitimate unless it is established that the merit order principle has been violated or power has been purchased at unreasonable rates. The reduction of Aggregate Technical & Commercial (ATC) losses needs to be brought about but not by denying revenues required for power purchase for 24 hours supply and necessary and reasonable O&M and investment for system upgradation. Consumers, particularly those who are ready to pay a tariff which reflects efficient costs have the right to get uninterrupted 24 hours supply of quality power. Actual level of retail sales should be grossed up by normative level of T&D losses as indicated in MYT trajectory for allowing power purchase cost subject to justifiable power purchase mix variation (for example, more energy may be purchased from thermal generation in the event of poor rainfall) and fuel surcharge adjustment as per regulations of the SERC.
- (2) ATC loss reduction should be incentivised by linking returns in a MYT framework to an achievable trajectory. Greater transparency and nurturing of consumer groups would be efficacious. For government owned utilities improving governance to achieve ATC loss reduction is a more difficult and complex challenge for the SERCs. Prescription of a MYT dispensation with different levels of consumer tariffs in succeeding years linked to different ATC loss levels aimed at covering full costs could generate the requisite political will for effective action to reduce theft as the alternative would be stiffer tariff increases. Third party verification of energy audit results for different areas/localities could be used to impose area/locality specific surcharge for greater ATC loss levels and this in turn could generate local consensus for effective action for better governance. The SERCs may also encourage suitable local area based incentive and disincentive scheme for the staff of the utilities linked to reduction in losses.

The SERC shall undertake independent assessment of baseline data for various parameters for every distribution circle of the licensee and this exercise should be completed latest by March, 2007.

The SERC shall also institute a system of independent scrutiny of financial and technical data submitted by the licensees.

As the metering is completed upto appropriate level in the distribution network, latest by March, 2007, it should be possible to segregate technical losses. Accordingly technical loss reduction under MYT framework should then be treated as distinct from commercial loss reduction which require a different approach.

- (3) Section 65 of the Act provides that no direction of the State Government regarding grant of subsidy to consumers in the tariff determined by the State Commission shall be operative if the payment on account of subsidy as decided by the State Commission is not made to the utilities and the tariff fixed by the State Commission shall be applicable from the date of issue of orders by the Commission in this regard. The State Commissions should ensure compliance of this provision of law to ensure financial viability of the utilities. To ensure implementation of the provision of the law, the State Commission should determine the tariff initially, without considering the subsidy commitment by the State Government and subsidised tariff shall be arrived at thereafter considering the subsidy by the State Government for the respective categories of consumers.
- (4) Working capital should be allowed duly recognising the transition issues faced by the utilities such as progressive improvement in recovery of bills. Bad debts should be recognised as per policies developed and subject to the approval of the State Commission.
- (5) Pass through of past losses or profits should be allowed to the extent caused by uncontrollable factors. During the transition period controllable factors should be to the account of utilities and consumers in proportions determined under the MYT framework.
- (6) The contingency reserves should be drawn upon with prior approval of the State Commission only in the event of contingency conditions specified through regulations by the State Commission. The existing practice of providing for development reserves and tariff and dividend control reserves should be discontinued.

8.2.2. The facility of a regulatory asset has been adopted by some Regulatory Commissions in the past to limit tariff impact in a particular year. This should be done only as exception, and subject to the following guidelines:

- a. The circumstances should be clearly defined through regulations, and should only include natural causes or force majeure conditions. Under business as usual conditions, the opening balances of uncovered gap must be covered through transition financing arrangement or capital restructuring;
- b. Carrying cost of Regulatory Asset should be allowed to the utilities;
- c. Recovery of Regulatory Asset should be time-bound and within a period not exceeding three years at the most and preferably within control period;
- d. The use of the facility of Regulatory Asset should not be repetitive.
- e. In cases where regulatory asset is proposed to be adopted, it should be ensured that the return on equity should not become unreasonably low in any year so that the capability of the licensee to borrow is not adversely affected.

### 8.3 Tariff design : Linkage of tariffs to cost of service

It has been widely recognised that rational and economic pricing of electricity can be one of the major tools for energy conservation and sustainable use of ground water resources.

In terms of the Section 61 (g) of the Act, the Appropriate Commission shall be guided by the objective that the tariff progressively reflects the efficient and prudent cost of supply of electricity.

The State Governments can give subsidy to the extent they consider appropriate as per the provisions of section 65 of the Act. Direct subsidy is a better way to support the poorer categories of consumers than the mechanism of cross-subsidizing the tariff across the board. Subsidies should be targeted effectively and in transparent manner. As a substitute of cross-subsidies, the State Government has the option of raising resources through mechanism of electricity duty and giving direct subsidies to only needy consumers. This is a better way of targetting subsidies effectively.

Accordingly, the following principles would be adopted:

1. In accordance with the National Electricity Policy, consumers below poverty line who consume below a specified level, say 30 units per month, may receive a special support through cross subsidy. Tariffs for such designated group of consumers will be at least 50% of the average cost of supply. This provision will be re-examined after five years.

2. For achieving the objective that the tariff progressively reflects the cost of supply of electricity, the SERC would notify roadmap within six months with a target that latest by the end of year 2010-2011 tariffs are within  $\pm 20\%$  of the average cost of supply. The road map would also have intermediate milestones, based on the approach of a gradual reduction in cross subsidy.

For example if the average cost of service is Rs 3 per unit, at the end of year 2010-2011 the tariff for the cross subsidised categories excluding those referred to in para 1 above should not be lower than Rs 2.40 per unit and that for any of the cross-subsidising categories should not go beyond Rs 3.60 per unit.

3. While fixing tariff for agricultural use, the imperatives of the need of using ground water resources in a sustainable manner would also need to be kept in mind in addition to the average cost of supply. Tariff for agricultural use may be set at different levels for different parts of a state depending of the condition of the ground water table to prevent excessive depletion of ground water. Section 62 (3) of the Act provides that geographical position of any area could be one of the criteria for tariff differentiation. A higher level of subsidy could be considered to support poorer farmers of the region where adverse ground water table condition requires larger quantity of electricity for irrigation purposes subject to suitable restrictions to ensure maintenance of ground water levels and sustainable ground water usage.

4. Extent of subsidy for different categories of consumers can be decided by the State Government keeping in view various relevant aspects. But provision of free electricity is not desirable as it encourages wasteful consumption of electricity besides, in most cases, lowering of water table in turn creating avoidable problem of water shortage for irrigation and drinking water for later generations. It is also likely to lead to rapid rise in demand of electricity putting severe strain on the distribution network thus adversely affecting the quality of supply of power. Therefore, it is necessary that reasonable level of user charges are levied. The subsidized rates of electricity should be permitted only up to a pre-identified level of consumption beyond which tariffs reflecting efficient cost of service should be charged from consumers. If the State Government wants to reimburse even part of this cost of

electricity to poor category of consumers the amount can be paid in cash or any other suitable way. Use of prepaid meters can also facilitate this transfer of subsidy to such consumers.

5. Metering of supply to agricultural / rural consumers can be achieved in a consumer friendly way and in effective manner by management of local distribution in rural areas through commercial arrangement with franchisees with involvement of panchayat institutions, user associations, cooperative societies etc. Use of self closing load limitors may be encouraged as a cost effective option for metering in cases of "limited use consumers" who are eligible for subsidized electricity.

#### **8.4 Definition of tariff components and their applicability**

1. Two-part tariffs featuring separate fixed and variable charges and Time differentiated tariff shall be introduced on priority for large consumers (say, consumers with demand exceeding 1 MW) within one year. This would also help in flattening the peak and implementing various energy conservation measures.
2. The National Electricity Policy states that existing PPAs with the generating companies would need to be suitably assigned to the successor distribution companies. The State Governments may make such assignments taking care of different load profiles of the distribution companies so that retail tariffs are uniform in the State for different categories of consumers. Thereafter the retail tariffs would reflect the relative efficiency of distribution companies in procuring power at competitive costs, controlling theft and reducing other distribution losses.
3. The State Commission may provide incentives to encourage metering and billing based on metered tariffs, particularly for consumer categories that are presently unmetered to a large extent. The metered tariffs and the incentives should be given wide publicity.
4. The SERCs may also suitably regulate connection charges to be recovered by the distribution licensee to ensure that second distribution licensee does not resort to cherry picking by demanding unreasonable connection charges. The connection charges of the second licensee should not be more than those payable to the incumbent licensee.

#### **8.5 Cross-subsidy surcharge and additional surcharge for open access**

8.5.1 National Electricity Policy lays down that the amount of cross-subsidy surcharge and the additional surcharge to be levied from consumers who are permitted open access should not be so onerous that it eliminates competition which

is intended to be fostered in generation and supply of power directly to the consumers through open access.

A consumer who is permitted open access will have to make payment to the generator, the transmission licensee whose transmission systems are used, distribution utility for the wheeling charges and, in addition, the cross subsidy surcharge. The computation of cross subsidy surcharge, therefore, needs to be done in a manner that while it compensates the distribution licensee, it does not constrain introduction of competition through open access. A consumer would avail of open access only if the payment of all the charges leads to a benefit to him. While the interest of distribution licensee needs to be protected it would be essential that this provision of the Act, which requires the open access to be introduced in a time-bound manner, is used to bring about competition in the larger interest of consumers.

Accordingly, when open access is allowed the surcharge for the purpose of sections 38,39,40 and sub-section 2 of section 42 would be computed as the difference between (i) the tariff applicable to the relevant category of consumers and (ii) the cost of the distribution licensee to supply electricity to the consumers of the applicable class. In case of a consumer opting for open access, the distribution licensee could be in a position to discontinue purchase of power at the margin in the merit order. Accordingly, the cost of supply to the consumer for this purpose may be computed as the aggregate of (a) the weighted average of power purchase costs (inclusive of fixed and variable charges) of top 5% power at the margin, excluding liquid fuel based generation, in the merit order approved by the SERC adjusted for average loss compensation of the relevant voltage level and (b) the distribution charges determined on the principles as laid down for intra-state transmission charges.

#### Surcharge formula:

$$S = T - [ C (1 + L / 100) + D ]$$

Where

S is the surcharge

T is the Tariff payable by the relevant category of consumers;

C is the Weighted average cost of power purchase of top 5% at the margin excluding liquid fuel based generation and renewable power

D is the Wheeling charge

L is the system Losses for the applicable voltage level, expressed as a percentage

The cross-subsidy surcharge should be brought down progressively and, as far as possible, at a linear rate to a maximum of 20% of its opening level by the year 2010-11.

8.5.2 No surcharge would be required to be paid in terms of sub-section (2) of Section 42 of the Act on the electricity being sold by the generating companies with consent of the competent government under Section 43(A)(1)(c) of the Electricity Act, 1948 (now repealed) and on the electricity being supplied by the distribution licensee on the authorisation by the State Government under Section 27 of the Indian Electricity Act, 1910 (now repealed), till the current validity of such consent or authorisations.

8.5.3 The surcharge may be collected either by the distribution licensee, the transmission licensee, the STU or the CTU, depending on whose facilities are used by the consumer for availing electricity supplies. In all cases the amounts collected from a particular consumer should be given to the distribution licensee in whose area the consumer is located. In case of two licensees supplying in the same area the licensee from whom the consumer was availing supply shall be paid the amounts collected.

8.5.4 The additional surcharge for obligation to supply as per section 42(4) of the Act should become applicable only if it is conclusively demonstrated that the obligation of a licensee, in terms of existing power purchase commitments, has been and continues to be stranded, or there is an unavoidable obligation and incidence to bear fixed costs consequent to such a contract. The fixed costs related to network assets would be recovered through wheeling charges.

8.5.5 Wheeling charges should be determined on the basis of same principles as laid down for intra-state transmission charges and in addition would include average loss compensation of the relevant voltage level.

8.5.6 In case of outages of generator supplying to a consumer on open access, standby arrangements should be provided by the licensee on the payment of tariff for temporary connection to that consumer category as specified by the Appropriate Commission.

## **9.0 Trading Margin**

The Act provides that the Appropriate Commission may fix the trading margin, if considered necessary. Though there is a need to promote trading in

electricity for making the markets competitive, the Appropriate Commission should monitor the trading transactions continuously and ensure that the electricity traders do not indulge in profiteering in situation of power shortages. Fixing of trading margin should be resorted to for achieving this objective.

U. N. PANJIAR, Addl. Secy.